

**UNIVERSIDAD CENTROAMERICANA JOSÉ SIMEÓN CAÑAS**  
**UNIVERSIDAD DON BOSCO**



**“FORMULACIÓN DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE  
SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EMPRESA DE INDUSTRIA TEXTIL DE  
EL SALVADOR”**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREPARADO PARA LA FACULTAD DE  
POSTGRADOS UCA**

**Y**

**CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADOS UDB**

**PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAESTRO EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL**

**POR**

**JOSÉ MIGUEL CRUZ**

**JOSÉ ALVARINO OSORIO HERNÁNDEZ**

**JUAN XAVIER SALGUERO CUELLAR.**

**ABRIL 2019**

**ANTIGUO CUSCATLÁN, EL SALVADOR, C.A.**



## **Rectores**

Andreu Oliva de la Esperanza, S.J.  
Mario Rafael Olmos Argueta, SDB.

## **Secretarias Generales**

Silvia Elinor Azucena de Fernández  
Yesenia Xiomara Martínez Oviedo

## **Decana de Postgrados UCA**

Nelly Arely Chévez Reynosa

## **Decano de Postgrado UDB**

Herbert Humberto Belloso Funes

## **Directores de la Maestría en Gerencia de Mantenimiento Industrial**

Laura Beatriz Orellana UCA

José Luis Martínez UDB

## **Director de Tesis**

Ismael Sánchez



## RESUMEN

El presente documento es una investigación bibliográfica que surgió a raíz de la necesidad de desarrollar un manual práctico de mantenimiento preventivo en sistemas fotovoltaicos montados en piso y techo para la “Planta El Ángel”, la cual es propiedad de una empresa dedicada a la industria textil en la zona central de El Salvador.

Para el desarrollo de este trabajo, se empleó la metodología de Carlos Parra y Crespo como apoyo en el establecimiento de un sistema de gestión del mantenimiento basado en la confiabilidad operacional. Para ello fue necesaria la recopilación de diferentes datos de la empresa de estudio e información bibliográfica.

El trabajo abarca los fundamentos teóricos de energía solar y generación fotovoltaica, así como la información del sistema de estudio, la identificación de problemas y necesidades en la planta y el análisis de causa raíz (RCA), el desarrollo del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), el análisis del costo de ciclo de vida (LCC) y la identificación de oportunidades de mejora, todo como parte de la formulación de un programa de mantenimiento cuya implementación permita obtener los mayores rendimientos económicos posibles de la planta en estudio, incrementando la vida útil de los equipos y garantizando una operación segura para el personal.



## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	13
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA ENERGÍA SOLAR .....	15
CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	23
3.1 Módulo fotovoltaico .....	23
3.2 Caja de conexión del generador fotovoltaico .....	29
3.3 Cableado corriente continua (DC) .....	30
3.4 Interruptor principal (DC).....	31
3.5 Inversor.....	31
3.6 Cableado de corriente alterna (AC) .....	34
3.7 Caja de medidor de distribución .....	35
CAPÍTULO 3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ESTUDIO.....	37
CAPÍTULO 4. DESARROLLO DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO .....	57
Fase 1. Definición del producto esperado .....	59
Fase 2. Jerarquización de componentes de un sistema fotovoltaico .....	60
Fase 3. Análisis de Causa Raíz (RCA).....	66
Fase 4. Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) .....	70
Fase 5. Indicadores de desempeño .....	74
Fase 6. Optimización de costos operativos-mantenimiento. ....	76
Fase 7. Análisis de costo de ciclo de vida.....	77
Fase 8. Oportunidades de mejora .....	79
CONCLUSIONES .....	81
RECOMENDACIONES.....	83
FUENTES DE CONSULTA .....	85

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Movimiento de la tierra alrededor del sol a lo largo de un año. (Astronomía en Chile, 2018).....	15
Figura 2. Altitud solar y Acimut. (Villalobos, 2018) .....	17
Figura 3. Latitud y longitud. (Sapera Aude, 2018).....	17
Figura 4. Radiación que llega a un sistema de captación. (Hernández, 2018) .....	20
Figura 5. Ángulos de inclinación e incidencia de un sistema de captación de energía solar. (Fields, 2018).....	20
Figura 6. Gráfico de comportamiento de panel solar. (Área y Tecnología, 2018) .....	24
Figura 7. Módulo fotovoltaico de uso residencial. (Renovable R. , 2018).....	25
Figura 8. Configuración en serie de generadores fotovoltaicos. (Auto Solar, 2018) .....	25
Figura 9. Configuración en paralelo de generadores fotovoltaicos. (Auto Solar, 2018).....	26
Figura 10. Configuración serie-paralelo de generadores fotovoltaicos. (Auto Solar, 2018) .....	26
Figura 11. Módulo fotovoltaico monocristalino. (Renovable E. , 2018) .....	27
Figura 12. Módulo fotovoltaico policristalino. (Renovable E. , 2018).....	28
Figura 13. Ficha técnica de inversor SMA parte 1. ....	32
Figura 14. Ficha técnica de inversor SMA parte 2. ....	33
Figura 15. Curva I-V para explicar el punto de máxima potencia. (Solar, 2018).....	34
Figura 16. Ficha técnica Modulo Panasonic VBMS255AE04. ....	38
Figura 17. Ficha técnica de especificaciones Modulo Panasonic VBMS255AE04.....	39
Figura 18. Inversor SMA Sunny Tripower 24000TL-US. ....	40
Figura 19. Inversor SMA Sunny Tripower en Instalación “El Angel”. ....	41
Figura 20. Características Inversor SMA Sunny Tripower. ....	42
Figura 21. Plano Instalación- El Angel (Área 1-Área 4).....	43
Figura 22. Plano Instalación- El Angel (Área 1-Área 3).....	43
Figura 23. Vista de los paneles solares instalados en Techo.....	44
Figura 24. Acercamiento a las celdas solares que forman parte de los paneles solares en el techo.....	44
Figura 25. Modulo Fotovoltaico Jinko Solar JKM310P-72. ....	46
Figura 26. Características Modulo Fotovoltaico Jinko Solar JKM310P-72. ....	47
Figura 27. Inversor SMA Sunny Central, modelo 630CP-XT.....	48

Figura 28. Características Inversor SMA Sunny Central, modelo 630CP-XT. ....	49
Figura 29. Características estudio Geológico parte 1.....	50
Figura 30. Características estudio Geológico parte 2.....	51
Figura 31. Plano Instalación - El Ángel Piso. ....	52
Figura 32. Distribución paneles fotovoltaicos en Piso. ....	53
Figura 33. Diagrama Unifilar instalación Fotovoltaica en Piso (Inversores 1 y 2).....	54
Figura 34. Diagrama Unifilar instalación Fotovoltaica en Piso (Inversores 3 y 4).....	55
Figura 35. Fases para el desarrollo del Modelo de Gestión de Mantenimiento. ....	57
Figura 36. Tableros del sistema montado en techo. ....	61
Figura 37. Panel de control de sistema montado en techo.....	62
Figura 38. Vista de inversores de sistema montado en techo.....	62
Figura 39. Cuarto de control de sistema montado en techo. ....	63
Figura 40. Esquema para análisis de criticidad. ....	63

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Análisis de criticidad para elementos del sistema fotovoltaico De la Planta El Ángel... 64	64
Tabla 2. Análisis RCA para sistema fotovoltaico de estudio.....	68
Tabla 3. Mantenimiento para sistema fotovoltaico de estudio (RCM). ....	72
Tabla 4. Cronograma de actividades de mantenimiento preventivo.....	73
Tabla 5. Indicadores para medición de desempeño de sistema fotovoltaico. ....	75
Tabla 6. Costo de ciclo de vida para sistema montado en techo.....	78
Tabla 7. Costo de ciclo de vida para sistema montado en piso. ....	78
Tabla 8. Mantenimiento predictivo de sistemas fotovoltaicos.....	80

## SIGLAS

- a) K: Medida de temperatura en escala Kelvin.
- b) W: Medida de potencia en Watts.
- c) m<sup>2</sup>: Medida de área en metros cuadrados.
- d) J: Medida de energía en Joule.
- e) ±: Mas o menos.
- f) °: Utilizado para medición en grados ya sea temperaturas o posición.
- g) kWp: Kilowatts pico, medida de energía.
- h) VAC: Voltaje en corriente alterna.
- i) kg: Medida de masa en escala Kilogramos.
- j) kVA: Medida de potencia en Kilo volts amperios.
- k) kWh: Medida de energía medida en Kilowatts hora.
- l) MWh: Medida de energía medida en Megawatts hora.

## ABREVIATURAS

- a) AC: Altern Current, traducido al español es corriente alterna.
- b) CF: Costo de Falla.
- c) CTA: Costo Total Anualizado.
- d) CEM: Compatibilidad Electromagnética.
- e) DC: Direct Current, traducido al español es corriente directa.
- f) Dic: Diciembre.
- g) FF: Frecuencia de Fallas.
- h) FV: Fotovoltaico.
- i) MGM: Modelo de Gestión de Mantenimiento.
- j) MPPT: Maximum Power Point Tracker que en español significa Seguidor de Punto de Máxima Potencia.
- k) Nov: Noviembre.
- l) Oct: Octubre.
- m) RCA: Root Analysis Causes, traducido al español es análisis de causa raíz.
- n) RCM: Realibility Centered Maintanance, traducido al español es mantenimiento centrado en la confiabilidad.
- o) Sep: Septiembre.
- p) SFVA: Sistema Fotovoltaico Autónomo.
- q) SFVCR: Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.
- r) TPFS: Tiempo Promedio Fuera de Servicio.
- s) TPO: Tiempo Promedio de Falla.
- t) TPPR: Tiempo Promedio Para Reparación.
- u) UV: Ultravioleta.



## INTRODUCCIÓN

Actualmente la energía eléctrica se ha vuelto indispensable para el desarrollo de la mayoría de las actividades humanas, lo que ha causado un incremento considerable en la demanda energética. Esto ha llevado a la necesidad de buscar fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica de manera renovable, sostenible y ambientalmente sustentable. Una de estas fuentes es la energía solar, cuya tecnología ha ido evolucionando en los últimos años y tiene distintos usos, entre los que destaca su transformación en energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos.

En los últimos años, se ha expandido el uso de los sistemas fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica, sobre todo en el sector empresarial privado. Sin embargo, dado que los sistemas fotovoltaicos en general manejan eficiencias relativamente bajas respecto a otros tipos de generación, una completa gestión de mantenimiento se hace necesaria para poder garantizar la mayor generación de energía posible, así como el pronto retorno de la inversión.

El presente trabajo consistió en la formulación de un plan de mantenimiento preventivo para una planta generadora fotovoltaica propiedad de una empresa de la industria textil, ubicada en la zona central del país y a la cual por motivos de confidencialidad se llamará Planta El Ángel. Se trata de una planta con una capacidad de generación de 5,579.21 kWp, con sistemas instalados tanto en techo como en piso. Una parte de la energía generada se utiliza para el consumo propio y el resto es inyectada a la red nacional.

La necesidad de un plan de mantenimiento para la Planta El Ángel surge pues, a pesar de ser una planta de generación relativamente grande en el país, no cuenta con un plan de mantenimiento preventivo, ni registro histórico de las fallas ocurridas, además, no realizan mantenimientos preventivos excepto la limpieza de los paneles solares que llevan a cabo con personal externo a la empresa. Otro problema es que, si bien los equipos aún se encuentran en período de garantía, los tiempos de respuesta del proveedor que instaló los paneles son muy extensos.

Para la formulación del plan de mantenimiento de la Planta El Ángel, se utilizó como guía la metodología empleada por Carlos Parra <sup>1</sup> y la teoría general del mantenimiento basado en la confiabilidad. Además, el personal de la planta proporcionó toda la información que tienen disponible acerca del funcionamiento de la planta, especificaciones técnicas de sus equipos y problemas más comunes.

Los fundamentos teóricos sobre el funcionamiento de los sistemas de generación fotovoltaicos y sus componentes, así como las generalidades de la planta de estudio y el plan de mantenimiento formulado, se presentan a continuación.

---

<sup>1</sup> Tomado del libro "Ingeniería de mantenimiento y fiabilidad aplicada en la Gestión de Activos de Carlos Parra y Adolfo Crespo.

# CAPÍTULO 1

## FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA ENERGÍA SOLAR

El sol funciona como un reactor cuya fusión ocurre al interior a una temperatura de 5762 K, generando energía, la cual libera en forma de radiación. Existen distintos tipos de radiación, las cuales se diferencian según su longitud de onda electromagnética y por ende su frecuencia, siendo ésta la razón por la cual sólo ciertos niveles de radiación pueden ser percibidos por el ser humano. A los distintos tipos de longitud de onda electromagnética emitidos por el sol se les conoce como espectro solar. Del total de la radiación que llega al planeta Tierra el 7% es radiación ultravioleta, el 43% luz visible, el 49% infrarrojo y el 1% restante luz difusa.

La radiación solar se aprovecha mejor en algunos puntos de la tierra respecto a otro, esto se debe al movimiento de la tierra alrededor del sol tal como se muestra en la figura 1:

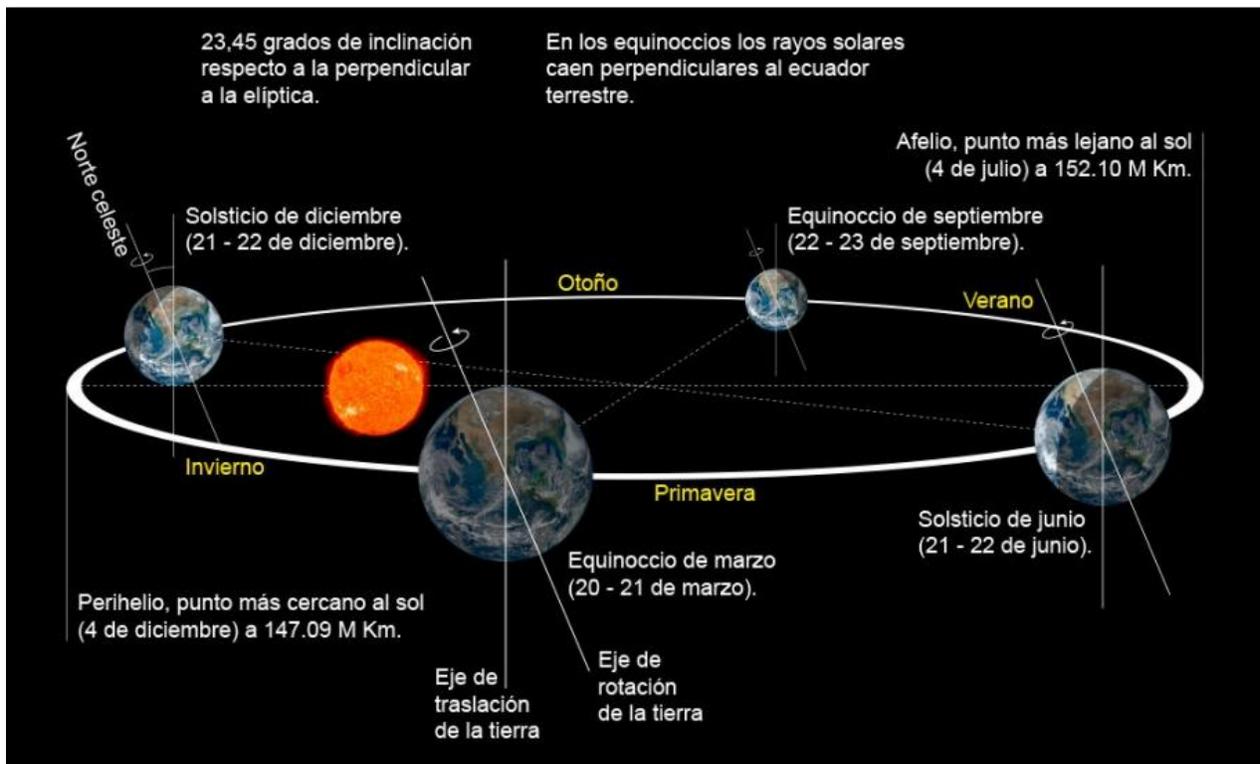


Figura 1. Movimiento de la tierra alrededor del sol a lo largo de un año. (Astronomía en Chile, 2018)

De la figura 1 es importante destacar los siguientes aspectos:

- a) El movimiento de traslación de la tierra es elíptico y la posición del sol no está simétrica, razón por la cual al punto más cercano de la tierra al sol se le conoce como Perihelio y al punto más lejano entre el sol y la tierra se le conoce como Afelio.
- b) El ángulo de inclinación de  $\pm 23.45^\circ$  respecto a la perpendicular elíptica se le conoce como declinación, y se define como el ángulo que forma el plano ecuatorial con el plano paralelo a la dirección de incidencia de la radiación del sol. El ángulo de la declinación es cero durante los Equinoccios donde la noche dura igual que el día.
- c) Durante los solsticios de verano e invierno, la declinación es máxima para verano y mínima para invierno y son los puntos donde el día se vuelve más largo y más corto respectivamente.

Conociendo el comportamiento de la tierra a lo largo de sus movimientos de traslación y rotación, se introducen otros conceptos que serán de mucha utilidad:

- Horas de sol: cantidad de horas transcurridas desde que la altitud solar es cero en la mañana y vuelve a ser cero en horas de la tarde, también conocido como duración del día.
- Altitud solar: se define como ángulo que hay entre el plano horizontal y la incidencia de la radiación del sol tal como se presenta en la figura 3. El ángulo de desplazamiento del Sol en este plano a es de cero a 90 grados, alcanzando los 90 grados al final del día.
- Acimut: ángulo de desplazamiento del sol de este a oeste medido desde el sur (en este punto es cero).

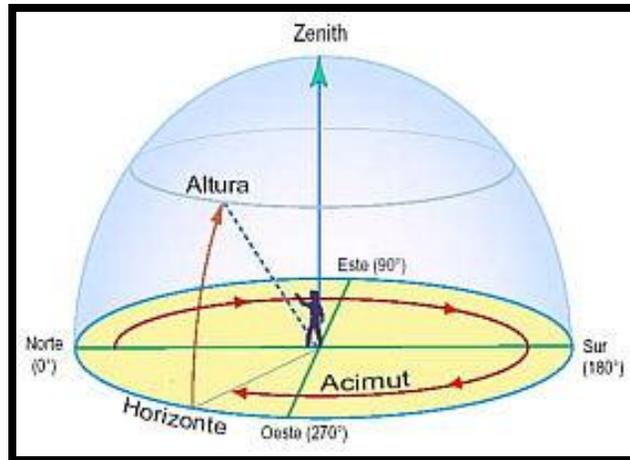


Figura 2. Altitud solar y Acimut. (Villalobos, 2018)

- Hora solar: Se define como la hora aparente en función de la posición del sol en el horizonte. Se debe advertir que la hora solar no es igual a la hora local y para ello existen fórmulas matemáticas que permiten efectuar este cálculo, en los que no se profundizará por no formar parte del alcance de este trabajo.

En adición a los conceptos antes mencionados, se introducen brevemente las definiciones de latitud y longitud, los cuales se ilustran en la figura 3:

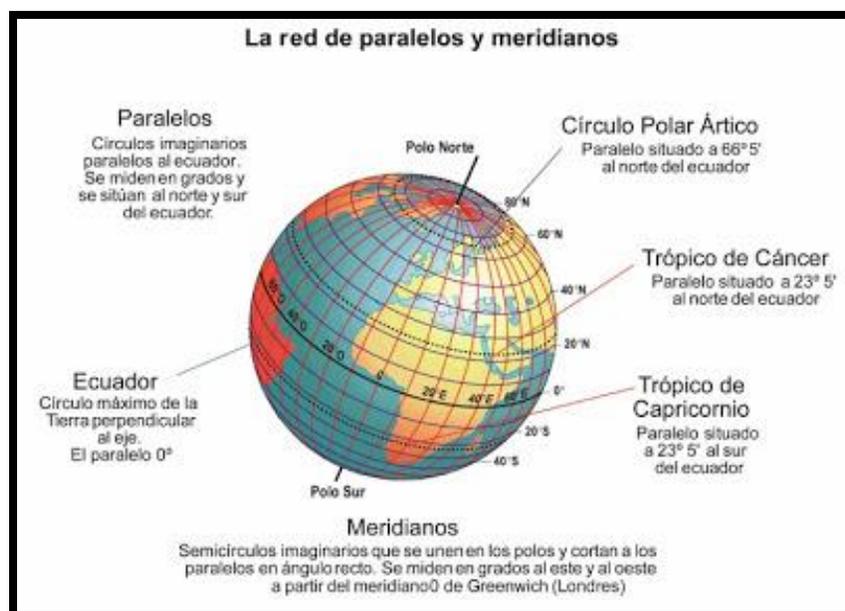


Figura 3. Latitud y longitud. (Sapera Aude, 2018)

- Latitud: Es el ángulo medido desde cualquier posición en el norte o sur respecto al plano del ecuador. El polo norte posee un ángulo de  $90^\circ$  mientras el polo sur posee un ángulo de  $-90^\circ$ . Aunque se puede dejar indicados como “X” grados al norte o “Y” grados al sur.
- Longitud: Es el ángulo medido desde el plano del meridiano ubicado en cualquier posición respecto al meridiano de Greenwich ( $0^\circ$ ), este valor va desde  $-180^\circ$  hasta  $180^\circ$ . Aunque se puede dejar indicados como “X” grados al oeste o “Y” grados al este.

Estos conceptos son de mucha utilidad para comprender mejor cómo incide la radiación del sol en la tierra; gracias a la posición geográfica de El Salvador, puede notarse que la declinación durante los solsticios no le afecta tanto como a países como Estados Unidos y por ello la incidencia de la radiación solar en la región centroamericana se mantiene con poca variación y por tanto desde el punto de vista económico se hace factible invertir en sistemas solares tanto de calentamiento de agua como sistemas fotovoltaicos.

A continuación, se presenta una serie de conceptos básicos relacionados con el diseño de sistemas de captación solar:

- A) Irradiancia: rapidez en la cual la energía radiante incide sobre una superficie y se mide en  $W/m^2$ . La medición de irradiancia permite conocer la tasa de energía radiante en un punto dado y facilita el análisis de factibilidad para la inversión o no de un sistema.
- B) Irradiación: Es la energía que incide sobre una superficie durante un período de tiempo definido, lo cual resulta que es la integración numérica de la irradiancia y se mide en  $kWh/m^2$  o  $J/m^2$ . La irradiación permite determinar la energía promedio que puede captarse en un día y ubicación cualquiera y con ello definir la capacidad de los equipos para un mejor aprovechamiento de la energía solar.
- C) Brillo solar: Es el número de horas en que la irradiancia es superior a  $150 W/m^2$  con lo que es capaz de generar un efecto tal como el calentamiento de una superficie. Este dato se obtiene únicamente a través de la medición de la irradiancia ya que a simple vista se puede caer en el error de tomar de referencia la luz visible y asumir que, por estar ella presente, hay suficiente irradiancia para calentar un sistema de captación como por

ejemplo un calentador de agua solar. Este término facilitará determinar la cantidad de horas de aprovechamiento solar y con ello evitar falsas expectativas de captación.

D) Ángulo de incidencia: Es el ángulo que forma la energía radiante del sol respecto al plano perpendicular de la superficie de incidencia de un captador solar (ver figura 5).

E) Ángulo de inclinación: Es el ángulo que forma la superficie de incidencia de un captador solar respecto a la superficie de referencia (ver figura 5).

Respecto a la energía que llega del sol a la tierra, se introduce el concepto de constante solar, el cual se define como la rapidez con que llega la radiación del sol a la tierra y se maneja por practicidad como un valor constante de  $1353 \text{ W/m}^2$ , siendo este valor el máximo teórico de energía solar aprovechable en la Tierra. Sin embargo, la realidad es que la energía solar no llega de forma constante a todos los puntos del planeta, de modo que el potencial de aprovechamiento de la radiación solar depende de la ubicación geográfica. Además, en gran medida, la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos depende de la irradiancia solar, la cual es la radiación procedente del sol incidente en un punto determinado.

Es importante mencionar que no toda la radiación que llega al planeta alcanza la superficie (de los  $1353 \text{ W/m}^2$  sólo llegan a la superficie aproximadamente  $1000 \text{ W/m}^2$ ), esto debido a factores físicos y climáticos. Según la forma en la que la radiación llega a los sistemas de captación para la generación de energía eléctrica, ésta puede clasificarse en:

- a) Radiación directa: Es aquella radiación que llega directamente del sol (previo filtro en la atmosfera para absorber la radiación infrarroja y UV) a la superficie de captación.
- b) Radiación difusa: radiación que, previo filtro en la atmosfera en la cual se absorbe la radiación infrarroja y UV, pasa a través de las nubes donde otro porcentaje esta es absorbida o reflejada antes de llegar a su destino final (sistema de captación).
- c) Radiación reflejada: radiación directa o difusa que impacta en una superficie donde parte de la energía es reflejada y llega posteriormente al sistema de captación.

Los tipos de radiación antes mencionados, se ilustran en la figura 4.

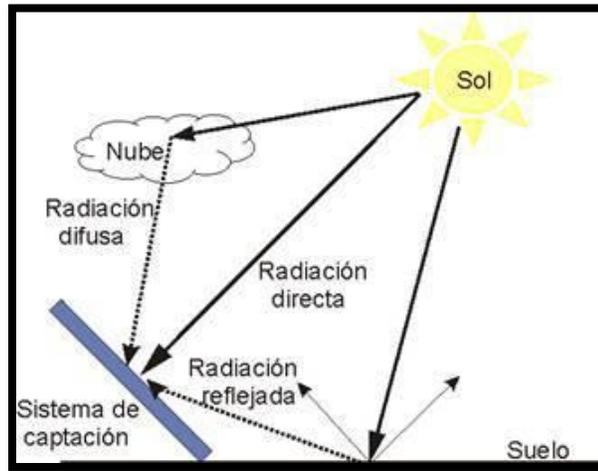


Figura 4. Radiación que llega a un sistema de captación. (Hernández, 2018)

Dada la ubicación geográfica de El Salvador, los valores de irradiancia solar son relativamente altos. En el Área Metropolitana de San Salvador, la irradiancia solar es de  $5.3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}^2$ , valor que, según el Consejo Nacional de Energía es muy superior, por ejemplo, a los  $3.3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}^2$  que se tienen en Alemania o Tokio. En este aspecto el país tiene una ubicación estratégica en cuanto al potencial de generación de energía mediante sistemas fotovoltaicos, siendo esto clave para determinar la factibilidad y rentabilidad de una inversión en este tipo de sistemas de generación.

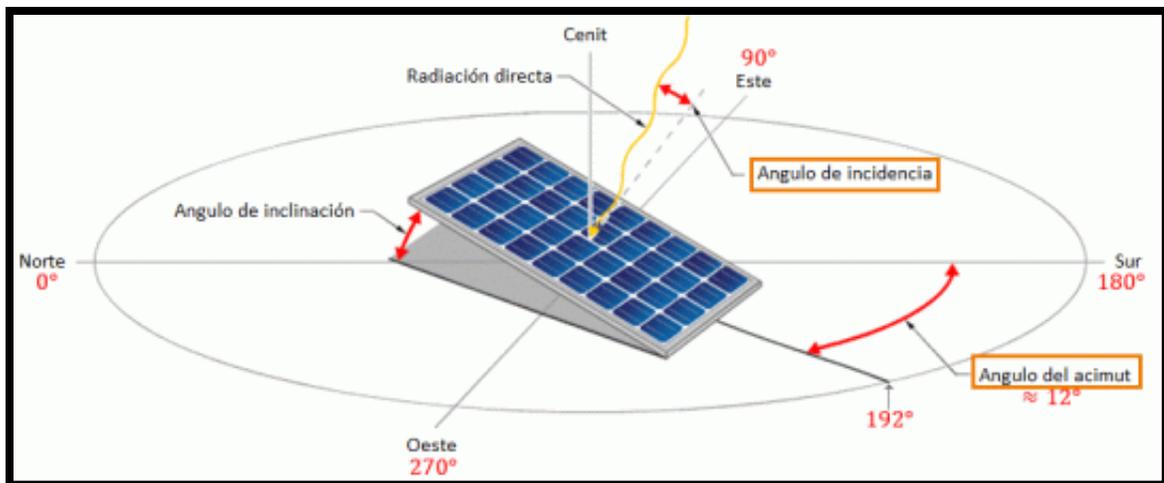


Figura 5. Ángulos de inclinación e incidencia de un sistema de captación de energía solar. (Fields, 2018)

<sup>2</sup> Tomada de la página web del Consejo Nacional de Energía ([https://www.cne.gob.sv/?page\\_id=615](https://www.cne.gob.sv/?page_id=615)).

La teoría y conceptos presentados a lo largo de este capítulo son la base para analizar y determinar la factibilidad técnica y económica de la instalación de un sistema de captación de energía solar y su utilización para la generación de energía eléctrica.



## CAPÍTULO 2

### PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En el capítulo anterior, se establecieron las bases conceptuales de la solarimetría, a partir de las cuales, se puede, mediante un análisis completo, determinar cómo aprovechar de mejor manera la radiación del sol en diferentes usos en la vida cotidiana, que para el caso de este trabajo es la generación de energía eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos para generación de energía se pueden dividir en dos tipos:

- ✓ *Sistema fotovoltaico autónomo (SFVA)*: son sistemas que suelen ser de baja capacidad instalada y la energía eléctrica generada se utiliza como consumo interno del propietario del sistema, buscando reducir el consumo de energía de la red de distribución. Puede ser para uso residencial o industrial.
  
- ✓ *Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR)*: son sistemas cuyo objetivo es generar electricidad y para venderla a los distribuidores locales.

Una de las principales diferencias entre ambos sistemas, es que los sistemas autónomos utilizan dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías, para consumir posteriormente la electricidad generada según se necesite, mientras que, en los sistemas de conexión a red, la energía generada es inyectada a la red de inmediato.

Para una mayor comprensión del funcionamiento y operación de los sistemas fotovoltaicos antes descritos, a continuación, se describen sus componentes principales.

#### **3.1 Módulo fotovoltaico**

Una celda solar es un elemento, que en presencia de la luz solar genera una diferencia de potencial (voltaje), al cual se le conoce como voltaje o tensión de circuito abierto por no estar conectada a una carga.

En la figura 6 se presenta una gráfica i-v (corriente vs voltaje) para un panel solar, esta gráfica representa el comportamiento de la corriente de un panel ante distintos valores de voltaje y se obtiene de manera experimental para cada panel solar.

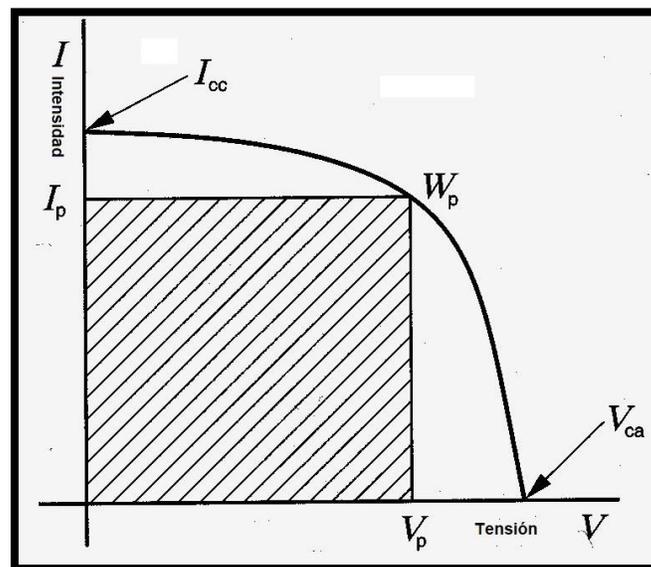


Figura 6. Gráfico de comportamiento de panel solar. (Área y Tecnología, 2018)

En el eje vertical se representa el valor de la corriente (i). A la corriente máxima que la celda puede generar se le conoce como corriente de cortocircuito y se da cuando teóricamente la resistencia es cero (cero caídas de tensión). Es importante mencionar que la corriente se incrementa en función de la energía radiante que le llega a cada panel solar, por lo que no es un valor constante y debe tenerse en cuenta esta variación, la cual puede oscilar entre  $200 \text{ w/m}^2$  hasta  $1000 \text{ w/m}^2$ . Por otra parte, en el eje horizontal se representa la tensión eléctrica o voltaje (v), el valor es máximo de éste teóricamente ocurre cuando la resistencia al paso de corriente es infinita y por tanto la corriente eléctrica es cero.

La gráfica i-v es de mucha utilidad cuando se quiere estimar la potencia eléctrica que está generando el sistema a partir de un valor de corriente o voltaje medido. También sirve para seleccionar las protecciones eléctricas apropiadas para la instalación.

Este elemento está compuesto por un conjunto de celdas solares que son fabricadas de láminas de alrededor de medio milímetro de silicio puro o mezclado con otros componentes. Esta lámina se encuentra encapsulada entre dos placas de vidrio y sostenida con un marco metálico tal como

se presenta en la figura 7. Es de mencionar que la eficiencia de las celdas depende del material del cual está fabricada.



Figura 7. Módulo fotovoltaico de uso residencial. (*Renovable R.*, 2018)

Para generar grandes potencias eléctricas, se debe visualizar el módulo fotovoltaico como un grupo de celdas conectadas en serie para generar tensión y luego al unir varios módulos fotovoltaicos puede producirse corriente. En un sistema industrial, el conjunto de módulos fotovoltaicos puede estar conectado en serie, a este arreglo se le conoce normalmente como string, también los módulos pueden conectarse en paralelo o serie-paralelo, esto depende del factor voltaje o corriente que sea manejable por parte del inversor (Ver figuras 8, 9 y 10).

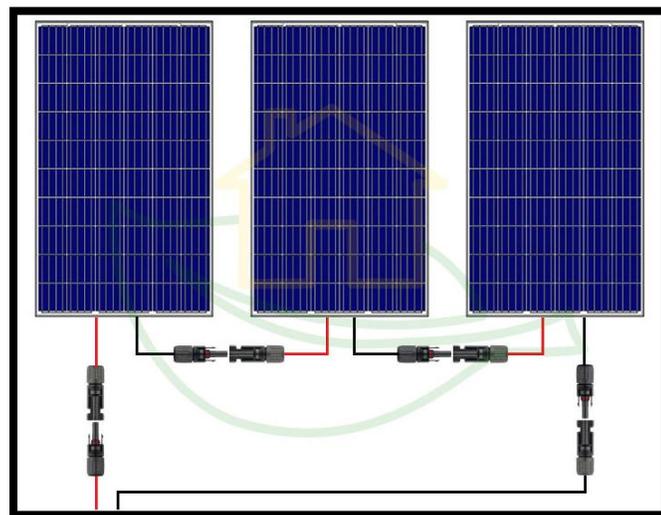


Figura 8. Configuración en serie de generadores fotovoltaicos. (*Auto Solar*, 2018)

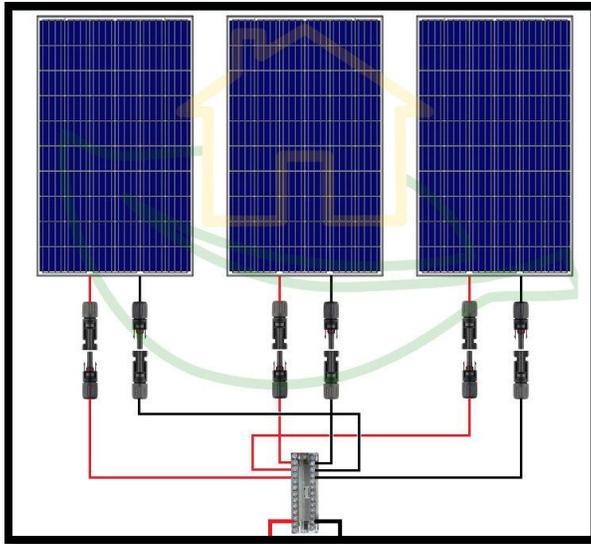


Figura 9. Configuración en paralelo de generadores fotovoltaicos. (Auto Solar, 2018)

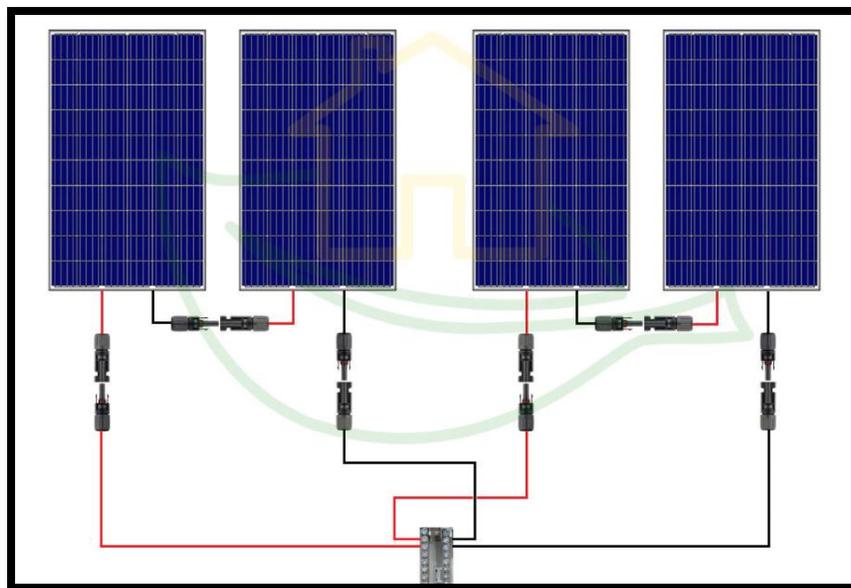


Figura 10. Configuración serie-paralelo de generadores fotovoltaicos. (Auto Solar, 2018)

Según el material de fabricación de las celdas, los módulos fotovoltaicos o paneles solares poseen distintas eficiencias y se clasifican de la siguiente forma:

- a) Monocristalino: tiene celdas solares de silicio completamente puro, además posee las eficiencias más altas respecto a los otros módulos FV, el que se encuentra entre los 15 y

21%. Estas eficiencias se logran dependiendo de la marca y el cuidado que se le brinde al sistema.

Ventajas:

- ✓ Vida útil de hasta 25 años, la cual es superior a los otros tipos de módulo.
- ✓ Menor reducción de rendimiento a altas temperaturas, respecto a los módulos policristalinos.

Desventajas:

- Mayor costo, respecto a los otros tipos de módulo.
- Requieren el 100% de superficie de captación libre, de haber algún tipo de sombra por suciedad u obstrucción por algún objeto en algún panel, este se daña fácilmente y puede incluso llegar a causar la falla del sistema completo. La falla del sistema se puede evitar mediante el uso de microinversores en lugar de inversores centrales, sin embargo, esto implica incurrir en un gasto mayor, encareciendo el proyecto.



Figura 11. Módulo fotovoltaico monocristalino. (*Renovable E.*, 2018)

- b) Policristalino: Las celdas solares de estos paneles son fabricados de silicio, pero de menor pureza que un monocristalino, razón por la cual son menos costosos. La eficiencia de trabajo de esta clase de módulos generalmente oscila entre el 13 y 16%.

Ventajas:

- ✓ Menos costoso que un módulo monocristalino.

Desventajas:

- Al estar expuestos a altas temperaturas reducen su eficiencia y se acorta su vida útil
- Dado que son menos eficientes que un sistema monocristalino, se requieren más paneles y por ende más espacio que los requeridos para generación con paneles monocristalinos.



Figura 12. Módulo fotovoltaico policristalino. (*Renovable E.* , 2018)

- c) Amorfo: Esta clase de modulo fotovoltaico posee celdas solares que son fabricadas por medio de capas finas de aleaciones tales como silicio amorfo, telurios de cadmio, cobre, indio y selenio o células fotovoltaicas orgánicas. Estos materiales son de bajo costo e ideales para instalaciones pequeñas (domésticas), sin embargo, su eficiencia es menor a la de los otros módulos presentados anteriormente pues pueden oscilar entre el 7 y 13%.

Ventajas:

- ✓ Su rendimiento no se ve afectado por las altas temperaturas.
- ✓ Por su flexibilidad se adaptan fácilmente a cualquier espacio disponible.

Desventajas:

- Se debe invertir más en estructuras para sostener los módulos.
- La vida útil de estos módulos es la menor de entre los tipos descritos.

Un aspecto muy importante tomar en cuenta durante la instalación, puesta en marcha y operación, es el tema de seguridad, ya que éstas son actividades de riesgo tanto para los instaladores como los operarios y personas que transitan por la zona. A raíz de distintos accidentes registrados en todo el mundo, han sido desarrolladas diversas normativas que ayudan a minimizar los riesgos y es importante tomarlas en cuenta.

Según el documento Evaluación de los Riesgos de Incendios en plantas fotovoltaicas desarrollado por el Ministerio de Energía de Chile: ***“los módulos FV son normalmente sometidos a una prueba de prototipos antes de su empleo, o de su comercialización. Las exigencias para la calidad del modelo están establecidas en la norma IEC 61215 para módulos cristalinos, y en la IEC 61646 para módulos de capa fina, e incluyen amplias pruebas de envejecimiento y cargas. Junto a la capacidad de resistencia contra las oscilaciones de temperatura, la radiación UV, humedad, viento y otras influencias mecánicas los módulos son caracterizados también eléctricamente”***.

De modo que un generador fotovoltaico debe ser probado antes de su venta y posterior instalación, al mismo tiempo que debe ser lo suficientemente resistente a las condiciones ambientales tal que su tiempo o esperanza de vida sea el mismo en un país europeo como España o uno centroamericano como El Salvador.

Para que el módulo FV trabaje de manera segura y eficiente, es necesario garantizar que la superficie de captación se encuentre libre de toda clase de suciedad y que la placa de vidrio que protege las celdas solares no se encuentre agrietada o quebrada; además, la infraestructura (marcos) que sostiene el panel debe encontrarse y segura para evitar que el panel se caiga. Para módulos FV con seguidores, se deben tomar en cuenta que los ejes de rotación se encuentren en buen estado para que todo el sistema gire libremente sin forzar el motor que efectúa dicha tarea.

### **3.2 Caja de conexión del generador fotovoltaico**

Para continuar en la línea de la conducción de la electricidad generada, lo que sigue es la caja de conexión. En ella lo que debe ser revisado son los siguientes elementos:

- Bornes de conexión. Se debe revisar que estén apretados para evitar que un cable quede flojo y posteriormente se desprenda ocasionando un accidente.
- Circuitos de ramales. Se deben revisar los cables, contactos y conexiones de las derivaciones que tengan.
- Diodos de bloqueo. Se debe revisar que no estén quemados para evitar el retorno de corriente al generador FV.
- Descargadores de sobretensión. Se le conoce también como autómata se debe revisar el estado de los contactos.

Cada caja de conexión estará configurada de acuerdo con el arreglo o string que halla en cada grupo de módulos FV. Para su diseño debe considerarse la norma VDE 0660-600-1 (EN 61439-1).

Es importante mencionar las características mínimas que deben reunir las cajas de conexiones con la finalidad que garantice seguridad y buen funcionamiento de acuerdo con (Habitissimo, 2018):

- Las conexiones y componentes deben estar aislados de tal manera que las personas no tengan un fácil acceso a ellos.
- Debe tener regletas de conexión o bornes individuales para la conexión de cables y con ello se garantice su continuidad.
- El cableado debe ir de manera ordenada para identificar las diferentes líneas de cada una de las conexiones.
- Deben estar fabricadas de materiales ignífugos para evitar que propague incendios.
- Debe tener los espacios adecuados en función del número de conexiones que se realizarán al interior de este ya que deben ser fácilmente identificables.

### **3.3 Cableado corriente continua (DC)**

Este cableado viene desde la salida del generador FV hasta la caja de conexión del sistema FV. Es importante reconocer que este cableado estará en el exterior, razón por la cual debe estar protegido en todo momento por la agresividad que pueda presentar el entorno. Para ello se debe emplear únicamente cables unifilares de doble aislamiento estandarizado que cumplan las normas UNE-EN 50618 o VDE-AR-E-2283-4, con ello se busca evitar contactos a tierra o cortocircuitos.

Para garantizar que el cableado se encuentre en buenas condiciones, es importante revisar el estado del cable cuando se ejecuten visitas de campos a los generadores FV.

### **3.4 Interruptor principal (DC)**

Como su nombre lo dice, este dispositivo interrumpe el flujo de la corriente eléctrica, cuando se presenta una condición que ponga en riesgo al sistema. La norma que sustenta el dimensionamiento de un interruptor es DIN VDE 0126-1-1.

### **3.5 Inversor**

Los inversores son elementos que se encargan de convertir la señal de corriente directa en señal alterna. Estos dispositivos son empleados cuando la electricidad generada por el sistema fotovoltaico no es consumida directamente por las cargas de la instalación, sino que es inyectada a la red. Los inversores se pueden clasificar centralizados y no centralizados; cuando solamente se tiene un inversor para todo el sistema y los voltajes de entrada pueden llegar hasta los 1000 voltios, se dice que el inversor es centralizado; por otra parte, los inversores no centralizados se utilizan en sistemas que poseen voltajes mucho más bajos. Por lo anterior, para poder elegir el tipo de inversor a utilizar es necesario definir el tipo de arreglo o string del sistema.

En la figura 13, se presenta una ficha técnica, tomada de SMA, donde se especifican los datos eléctricos de entrada y salida del inversor que son muy importantes para el desarrollo del diseño en las conexiones de un sistema fotovoltaicos.

Para el caso de los string del sistema, es necesario determinar qué tipo de arreglo se busca en los módulos solares, si van a ir en serie o en paralelo, ya que de ello dependerá la corriente o voltaje de entrada al inversor. Para el ejemplo que muestra la figura 13, la corriente máxima en la entrada del inversor debe ser 33 Amperios y el voltaje máximo es de 1000 voltios.

## 11 Datos técnicos

### Entrada de CC

	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30
Potencia de CC máxima a $\cos \varphi = 1$	15330 W	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máxima	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión del MPP	De 240 V a 800 V	De 320 V a 800 V	De 390 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	600 V	600 V	600 V
Tensión de entrada mínima	150 V	150 V	150 V
Tensión de entrada de inicio	188 V	188 V	188 V
Corriente de entrada máxima, entrada A	33 A	33 A	33 A
Corriente de entrada máxima, entrada B	33 A	33 A	33 A
Corriente de cortocircuito máxima por string*	43 A	43 A	43 A
Corriente inversa máxima en la planta durante un máximo de 1 s	0 A	0 A	0 A
Número de entradas del MPP independientes	2	2	2
Strings por entrada del MPP	3	3	3
Categoría de sobretensión según IEC 62109-1	II	II	II

\* Según IEC 62109-2:  $I_{SCIV}$

### Salida de CA

	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30
Potencia asignada a 230 V, 50 Hz	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia aparente de CA máxima	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensión de red asignada	230 V	230 V	230 V
Tensión nominal de CA	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
Rango de tensión de CA*	De 180 V a 280 V	De 180 V a 280 V	De 180 V a 280 V
Corriente nominal de CA a 230 V	21,7 A	29 A	36,2 A

Figura 13. Ficha técnica de inversor SMA parte 1.

	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30
Corriente de salida máxima	29 A	29 A	36,2 A
Corriente de salida máxima en caso de fallo	50 A	50 A	50 A
Coefficiente de distorsión de la corriente de salida con un coeficiente de distorsión de la tensión de CA < 2 % y una potencia de CA > 50 % de la potencia asignada	≤3 %	≤3 %	≤3 %
Frecuencia de red asignada	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Frecuencia de red de CA*	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 50 Hz	De 44 Hz a 55 Hz	De 44 Hz a 55 Hz	De 44 Hz a 55 Hz
Rango de operación a una frecuencia de red de CA de 60 Hz	De 54 Hz a 65 Hz	De 54 Hz a 65 Hz	De 54 Hz a 65 Hz
Factor de potencia con potencia asignada	1	1	1
Factor de desfase, ajustable	$0_{\text{inductivo}}$ a $0_{\text{capacitivo}}$	$0_{\text{inductivo}}$ a $0_{\text{capacitivo}}$	$0_{\text{inductivo}}$ a $0_{\text{capacitivo}}$
Fases de inyección	3	3	3
Fases de conexión	3	3	3
Categoría de sobretensión según IEC 62109-1	III	III	III

\* En función del registro de datos nacionales configurado

### Rendimiento

	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30
Rendimiento máximo, $\eta_{\text{máx}}$	98,4 %	98,4 %	98,3 %
Rendimiento europeo, $\eta_{\text{UE}}$	98,0 %	98,0 %	98,1 %

### Dispositivos de protección

Protección contra polaridad inversa (CC)	Diodo de cortocircuito
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor-seccionador de potencia de CC
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo II (opcional)
Resistencia al cortocircuito de CA	Regulación de corriente
Monitorización de la red	SMA Grid Guard 3
Protección máxima admisible	50 A

Figura 14. Ficha técnica de inversor SMA parte 2.

De la figura 13 se observa que, para este tipo de inversores en particular, el rango de tensión o voltaje para obtener el punto de máxima potencia se encuentra entre 240 y 800 Voltios, dependiendo del modelo que se escoja.

Con los datos de las figuras 13 y 14, también se obtienen los valores de salida del inversor, esto resulta importante ya que permite el dimensionamiento de las conexiones a las salidas (voltajes y corrientes), además se incluyen los tipos de conexiones ya sean en delta o estrella.

En este punto se introduce el dispositivo electrónico MPPT que es el seguidor de punto de máxima potencia, el cual se encarga de buscar la máxima potencia por medio de un balance entre corriente y voltaje, ya que el producto de ambos da la potencia eléctrica. En la figura 15 se puede observar como buscan estos dispositivos balancear estos parámetros hasta obtener la máxima potencia y con ello hacer que funcionen más eficiente los sistemas fotovoltaicos.

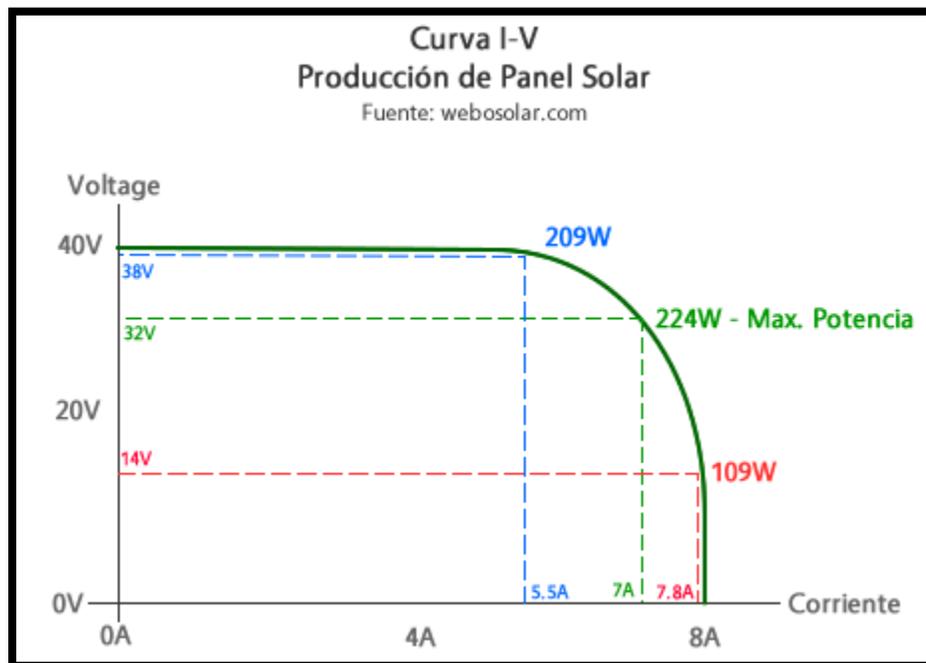


Figura 15. Curva I-V para explicar el punto de máxima potencia. (Solar, 2018)

### 3.6 Cableado de corriente alterna (AC)

Para el cableado eléctrico de corriente alterna, es necesario tener definida la corriente máxima de diseño y siendo ésta el punto de partida. Luego se emplean las normas NEMA para determinar

el calibre del alambre del cableado que se debe utilizar para minimizar las pérdidas en la transmisión por el efecto Joule. Una vez se tiene definido el calibre del alambre del cable, se debe revisar que las instalaciones eléctricas cumplan con las normativas para garantizar que el sistema sea seguro tanto para la operación como para las personas que puedan encontrarse cerca de las instalaciones.

### **3.7 Caja de medidor de distribución**

Este elemento se encarga de medir la producción de energía eléctrica y al mismo tiempo se encarga de inyectar la electricidad a la red en caso sea un sistema conectado a la red o reparte la energía entre el consumo propio de la instalación e inyección a la red.



## **CAPÍTULO 3**

### **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE ESTUDIO**

Una vez establecida la teoría y fundamentos básicos sobre los componentes y funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, el objeto de este capítulo es describir el sistema fotovoltaico de estudio, el cual es propiedad de una empresa de la industria textil de El Salvador y de la que no se mencionará el nombre por motivos de confidencialidad, por lo que, en adelante, se hará referencia a las instalaciones de la generadora fotovoltaica como “Planta El Ángel”, la cual tiene una capacidad instalada en techo de 2,554.85 kWp y en piso de 3,024.36 kWp.

Para una mejor comprensión, se dividirán los sistemas en techo y piso. A continuación, se presentan las características generales de cada uno de los sistemas.

#### ***Sistema Instalado en Techo***

- Posee 10,019 paneles policristalinos Panasonic de 255 W, modelo VBMS255AE04 y un peso de 18 kg c/u, eficiencia del 15.8%, garantía del 80% de reducción de potencia a 25 años (90% a 10 años), vidrio antireflectivo y antiadherente.
- La conexión es de Tipo Grid-Tie (u On-Grid).
- Posee 100 inversores SMA Sunny Tripower, modelo 24000TL-US, de 24 kW c/u, dos MPPTs, eficiencia 98 %, entrada 1000 VDC máx., salida trifásico 480 VAC en estrella.
- Estructuras marca Uni-rack.
- Modelo de irradiación tomado de los registros Meteonorm.
- Tiempo de instalación: 3 meses.
- Posee una caseta de control y automatización para todo el proyecto, el software de automatización es Indusoft.

En las figuras 16, 17, 18, 19 y 20, se presentan las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos e inversores utilizados en esta sección del proyecto:

#### 1. High performance

- Multicrystalline solar cells with module efficiency up to 15,8%\*

\*VBMS260AE04

#### 2. Japanese-backed Quality & Reliability

- Panasonic employs strict materials selection and qualified manufacturing process
- Panasonic rigorously tests for reliability and safety, including a longer test period than IEC and safety tests beyond UL testing
- Highly reliable (as of June 2013, failure ratio:0.0029%)

#### 3. PID Free

- Tested by 3rd party to be PID free.



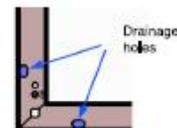
#### 4. Anti-reflective coated glass

- AR glass allows greater output



#### 5. Effective water drainage

- Prevents damage from ice
- Minimizes water build-up behind panel



Residential



Commercial



Utility

Figura 16. Ficha técnica Modulo Panasonic VBMS255AE04.



SUNNY TRIPOWER  
12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US



RATED FOR  
1000 V DC & 600 V DC  
SYSTEMS



**Design flexibility**

- 1000 V DC or 600 V DC
- Two independent DC inputs
- 15° to 90° mounting angle range
- Detachable DC Connection Unit

**System efficiency**

- 98% CEC, 98.5% Peak
- 1000 V DC increases system efficiency
- OptiTrac advanced MPPT
- OptiTrac Global Peak MPPT

**Enhanced safety**

- Integrated DC AFCI
- Floating system with all-pole sensitive ground fault protection
- Reverse polarity indicator

**Future-proof**

- Complete grid management feature set
- Cluster Controller, WebConnect/Speedwire
- Bi-directional Ethernet communications
- Ability to satisfy future utility requirements

**SUNNY TRIPOWER**  
**12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US**

The ultimate solution for decentralized PV plants

The world's best-selling three-phase PV inverter, the SMA Sunny Tripower TL-US, is raising the bar for decentralized commercial PV systems. This three-phase, transformerless inverter is UL listed for up to 1000 V DC maximum system voltage and has a peak efficiency above 98 percent, while OptiTrac Global Peak minimizes the effects of shade for maximum energy production. The Sunny Tripower delivers a future-proof solution with full grid management functionality, cutting edge communications and advanced monitoring. The Sunny Tripower is also equipped with all-pole ground fault protection and integrated AFCI for a safe, reliable solution. It offers unmatched flexibility with a wide input voltage range and two independent MPP trackers. Suitable for both 600 V DC and 1,000 V DC applications, the Sunny Tripower allows for flexible design and a lower levelized cost of energy.



Figure 18. Inversor SMA Sunny Tripower 24000TL-US.



Figura 19. Inversor SMA Sunny Tripower en Instalación "El Angel".



En las figuras 21 y 22 se presentan los planos de instalación por sistemas inversores en el área de techos:

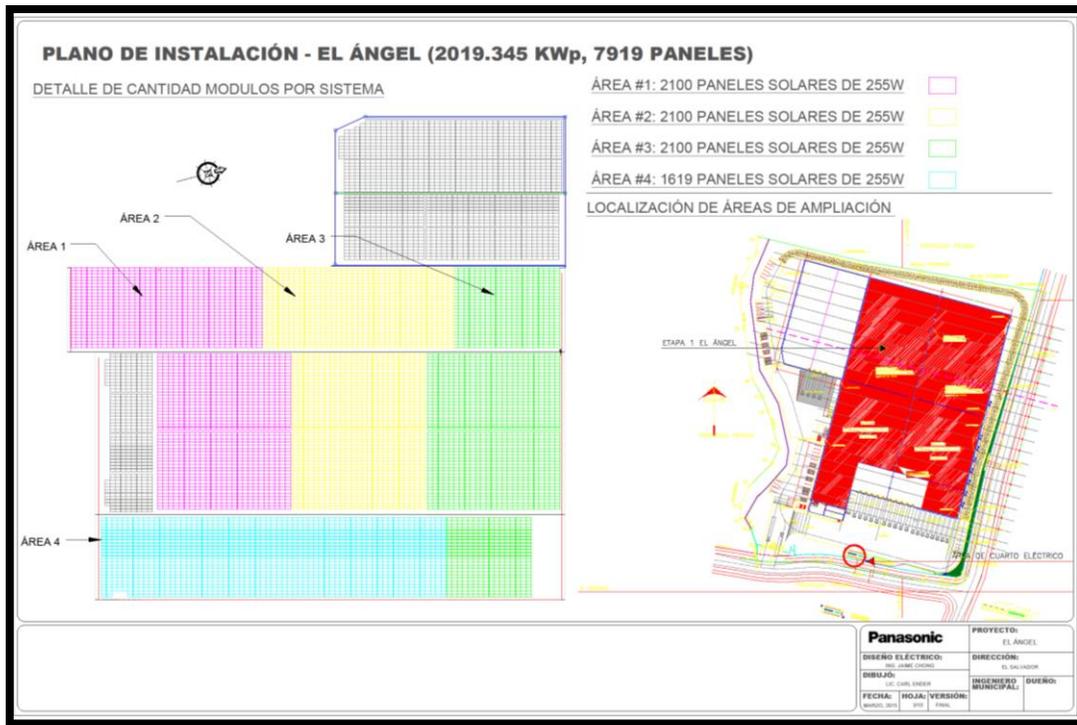


Figura 21. Plano Instalación- El Angel (Área 1-Área 4).

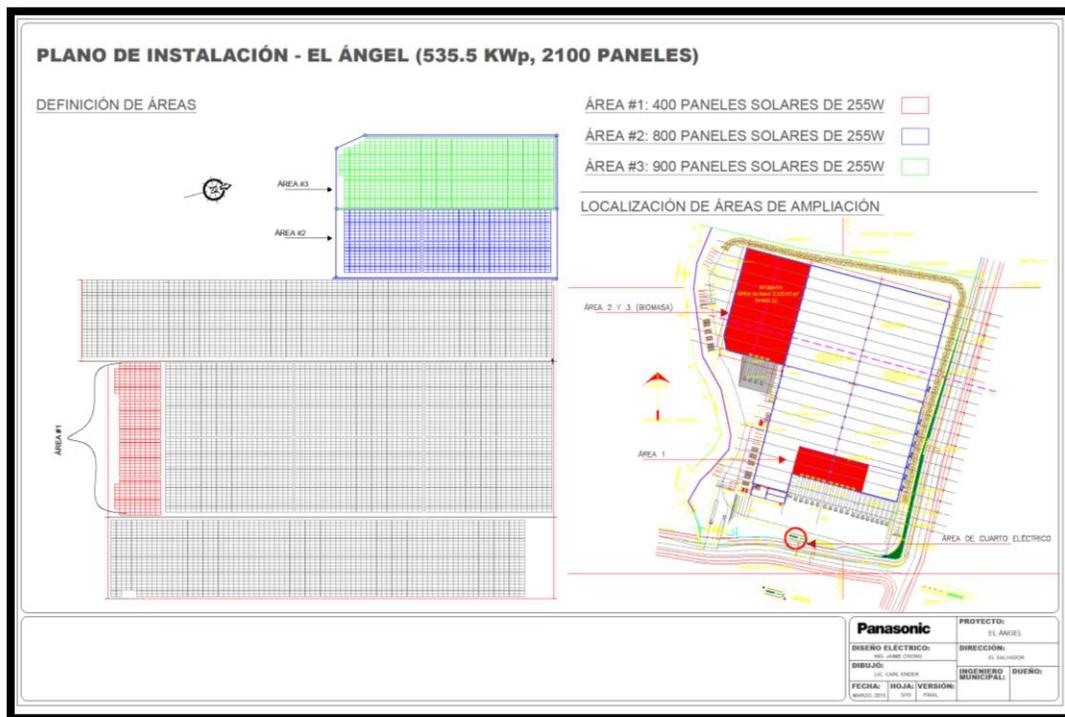


Figura 22. Plano Instalación- El Angel (Área 1-Área 3).

En las figuras 23 y 24 se presenta el montaje de los módulos solares sobre el techo de la bodega El Ángel:



Figura 23. Vista de los paneles solares instalados en Techo.



Figura 24. Acercamiento a las celdas solares que forman parte de los paneles solares en el techo.

### ***Sistema Instalado en Piso***

El segundo sistema de estudio dentro del proyecto es el que está montado en el piso, sobre el cual se cuenta con la siguiente información:

- Posee una capacidad instalada de 3,024.36 kWp, en 28,735 m<sup>2</sup>.
- Tipo de conexión es Grid-Tie (ó On-Grid).
- Posee 9,756 paneles policristalinos marca Jinko Solar, modelo JKM310P-72, de 310 W c/u, eficiencia de 15.98%, garantía de potencia 12 años al 90% y 25 años al 80%.
- Tiene 4 inversores SMA Sunny Central, modelo 630CP-XT, de 630 kVA c/u, nueve MPPTs, eficiencia 98.5 %, entrada 1000 VDC máx., salida trifásico 310 VAC en estrella.
- Estructuras marca Schletter.
- Inversores 1 y 2: 2,430 paneles/inversor, 18 paneles/string, 15 string/cb, 753.30 kWp/inversor, 54 paneles/mesa, 5 mesas/cb, 270 paneles/cb.
- Inversores 3 y 4: 2,448 paneles/inversor, 17 paneles/string, 16 string/cb, 758.88 kWp/inversor, 51 paneles/mesa, 5 mesas/cb, 272 paneles/cb.
- Poseen tres casetas, una de ellas alberga dos inversores y las restantes un inversor cada una.

En las Figuras 25, 26, 27, 28, 29 y 30 se presentan las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos, inversores y estructuras donde se encuentran montadas:

# JKM310P-72

MÓDULO POLICRISTALINO

290-310 vatios

Jinko Solar introduce una nueva línea de módulos de alta eficiencia en amplia gama de aplicación.



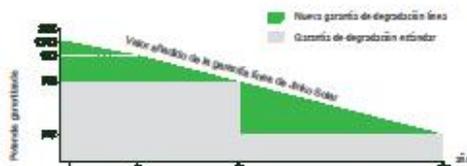
## Principales características

- Alta eficiencia (hasta un 15,98%) gracias a una tecnología de fabricación superior y un diseño optimizado
- Capacidad de autoimpieza perfecta de los módulos, se reduce la pérdida de energía ocasionada por el efecto de suciedad del polvo
- Excelente rendimiento en un entorno de baja irradiación luminica
- Extrema durabilidad medioambiental, reducida degradación de energía bajo altas temperaturas
- El módulo en conjunto cuenta con una elevada resistencia certificada al viento (2400 Pa) y a la nieve (5400 Pa)

## CALIDAD Y SEGURIDAD

- Tolerancia positiva 0/+3% \*
- Garantía de producto de 10 años (material y mano de obra) \*
- Garantía de potencia (12 años al 90%, 25 años al 80%)
- Garantía de degradación lineal \*

### Garantía de degradación de primera categoría



\* Según las necesidades del cliente y las condiciones contractuales

Fábrica con certificación ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001  
Productos con certificación IEC61215, IEC61730, IEC61701, IEC62716

### Aplicaciones



Tijeras o residenciales conectados a la red eléctrica



Tijeras comerciales e industriales conectados a la red eléctrica



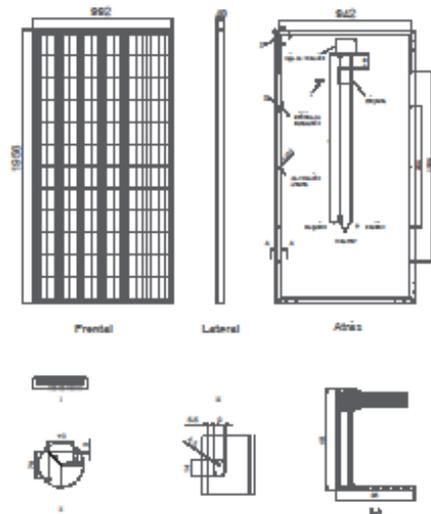
Plantas de energía solar



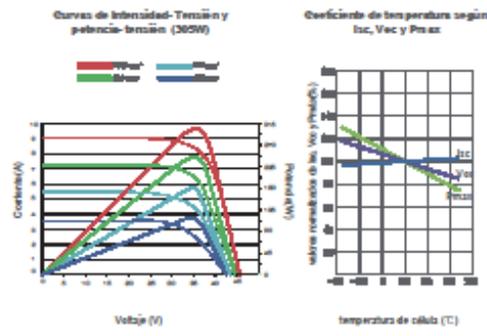
Sistemas no conectados a la red eléctrica

Figura 25. Modulo Fotovoltaico Jinko Solar JKM310P-72.

### Dibujos técnicos



### Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



### Características mecánicas

Tipo de célula	Policristalina	156x156 mm (6 pulgadas)
Nº de células		72 (6x12)
Dimensiones		1956x992x40mm (77,01x39,05x1,57 pulgadas)
Peso		26,5 kg (58,4 libras.)
Vidrio frontal		4,0mm, alta transmisión, bajo contenido en hierro, vidrio templado
Estructura		Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexión		Clase IP67
Cables de salida		TUV 1x4,0 mm', Longitud: 900mm

### Embalaje

(Dos cajas = un pallet)  
25 pzs./caja, 50 pzs./caja, 550 pzs./40 'HQ' contenedores

## ESPECIFICACIONES

Tipo de módulo	JKM290P		JKM295P		JKM300P		JKM305P		JKM310P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmáx)	290Wp	214Wp	295Wp	218Wp	300Wp	221Wp	305Wp	225Wp	310Wp	230Wp
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V)	35.8V	33.2V	36.2V	33.5V	36.6V	33.7V	36.8V	34.0V	37.0V	34.4V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A)	8.11A	6.44A	8.15A	6.50A	8.20A	6.55A	8.30A	6.62A	8.38A	6.68A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	44.9V	41.8V	45.1V	41.9V	45.3V	42.3V	45.6V	42.4V	45.9V	42.7V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	8.65A	7.08A	8.76A	7.09A	8.84A	7.16A	8.91A	7.21A	8.96A	7.26A
Eficiencia del módulo (%)	14.95%		15.20%		15.46%		15.72%		15.98%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
VALORES máximos recomendados de los fusibles	15A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de PMAX	-0.41%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.31%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.05%/°C									
TEMPERATURA operacional nominal de célula	45±2°C									

STC: ☀️ Radiación 1000 W/m<sup>2</sup> 🏠 Célula módulo 25°C ☁️ AM=1.5

NOCT: ☀️ Radiación 800 W/m<sup>2</sup> 🏠 Ambiente módulo 20°C ☁️ AM=1.5 🌀 Velocidad del viento 1m/s

\* TOLERANCIA de medición de potencia: ± 3%

La empresa se reserva el derecho final de explicación de toda la información presentada por este medio. SP-MKT-310P\_rev2014

Figura 26. Características Modulo Fotovoltaico Jinko Solar JKM310P-72.

## SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT



SC 500CP-10 / SC 630CP-10 / SC 720CP-10 / SC 760CP-10

### Profitable

- Significantly reduced specific price thanks to increased power
- Maximum yields with low system costs

### Durable

- Full nominal power in continuous operation at ambient temperatures up to 50 °C
- Optimized for extreme climatic conditions between -40 °C and 62 °C
- Intelligent power management with OptiCool™

### Flexible

- Wide DC input voltage range for flexible use of various module configurations
- Perfectly adjusted for the temperature-dependent behavior of PV arrays

### Versatile

- All grid management functions are included, prepared for "Q at Night" including pure reactive power operation
- Customized computer platform for optimal monitoring and control of inverters

## SUNNY CENTRAL 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

The extended CP: more features included

More power: With its extended functions, the new Sunny Central CP XT series is now even more efficient. The reduced specific price, meaning that maximum yields are achieved with lower system costs. The Sunny Central CP XT is also optimized for cold temperatures down to -40 °C and with full nominal power in continuous operation up to 50 °C. The inverter includes all grid management functions and is prepared for Q at Night. The tailor-made computer platform allows for optimal monitoring and control.

Figura 27. Inversor SMA Sunny Central, modelo 630CP-XT.

# SUNNY CENTRAL

## 500CP XT / 630CP XT / 720CP XT / 760CP XT

Technical Data	Sunny Central 500CP XT	Sunny Central 630CP XT
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (@ cos φ = 1)	560 kW	713 kW
Min. input voltage / max. input voltage	400 V / 1000 V	460 V / 1000 V
$U_{\text{min, opt}} < U_{\text{opt}} < U_{\text{max}}$	430 V	500 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 50 Hz) <sup>1,2</sup>	449 - 850 V / 430 - 850 V	529 - 850 V / 500 - 850 V
MPP voltage range (@ 25°C / @ 50°C at 60 Hz) <sup>1,3</sup>	449 - 850 V / 436 - 850 V	529 - 850 V / 505 - 850 V
Rated input voltage	449 V	529 V
Max. input current	1250 A	1350 A
Number of independent MPP inputs	1	1
Number of DC inputs	9 / 32 (Optiprotected)	9 / 32 (Optiprotected)
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 25°C) / nominal AC power (@ 50°C)	550 kVA / 500 kVA	700 kVA / 630 kVA
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	270 V / 243 - 310 V	315 V / 284 - 362 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz	50 Hz, 60 Hz / 47 ... 63 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 270 V	50 Hz / 315 V
Max. output current / max. total harmonic distortion	1176 A / 0,03	1283 A / 0,03
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.9 leading ... 0.9 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency <sup>4</sup>		
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	98,6 % / 98,4 % / 98,5 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %
<b>Protective devices</b>		
Inputs-side disconnection device	Motor-driven load-break switch / circuit breaker (Optiprotected)	
Outputs-side disconnection device	AC circuit breaker	AC circuit breaker
DC overvoltage protection	Type I surge arrester	Type I surge arrester
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level II	Lightning Protection Level III
Stand-alone grid detection active / passive	● / -	● / -
Grid monitoring	●	●
Ground fault monitoring / remote-controlled ground fault monitoring	○ / ○	○ / ○
Insulation monitoring	○	○
Surge arrester for auxiliary power supply	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2562 / 2272 / 956 mm [101 / 89 / 38 inch]	
Weight in kg	1900 kg / 4200 lb	1900 kg / 4200 lb
Operating temperature range	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F	-25 ... 62 °C / -13 ... 144 °F
Noise emission <sup>5</sup>	60 db(A)	60 db(A)
Max. self-consumption (operation) <sup>6</sup> / self-consumption (night)	1900 W / < 100 W	1900 W / < 100 W
External auxiliary supply voltage	230 / 400V (3 / N / PE)	230 / 400V (3 / N / PE)
Cooling concept	OptiCool	OptiCool
Degree of protection: electronics / connection area (according to IEC 60529) / according to IEC 60721-3-4	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2	IP54 / IP43 / 4C2, 4S2
Application in unprotected outdoor environments / indoor	● / ○	● / ○
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	15 ... 95 %	15 ... 95 %
Maximum operating altitude above MSL 2,000 m / 4,000 m	● / ○	● / ○
Fresh air consumption (inverter)	3000 m <sup>3</sup> /h	3000 m <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	Ring terminal lug / screw terminal (Optiprotected) / ring terminal lug	
Display	HMI touch display	HMI touch display
Communication / protocols	Ethernet (optical fiber optional), Modbus	
Communication with Sunny String-Monitor	RS485 / none (Optiprotected)	RS485 / none (Optiprotected)
SCCOM / Plant monitoring	● / ○ (via Sunny Portal)	● / ○ (via Sunny Portal)
Color enclosure / door / base / roof	RAL 9016 / 9016 / 7004 / 7004	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Configurable grid management functions	Power reduction, reactive power setpoint, dynamic grid support (e.g. DVRT)	
Certificates and approvals (more available on request)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EMV-Konformität, CE-Konformität, BDEW-MSRL / FGW / TR8 <sup>7</sup> , Arrêté du 23/04/08, R.D. 1663 / 2000, R.D. 661 / 2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 <sup>8</sup>	
● Standard features ○ Optional features - Not available		
Type designation	SC 500CR-10	SC 630CR-10

Figura 28. Características Inversor SMA Sunny Central, modelo 630CP-XT.

De acuerdo con la figura 29, es importante desarrollar una investigación geológica del sitio donde se pretenden instalar los sistemas fotovoltaicos, ya que es necesario saber si el terreno es apto para instalar aquellos que van montados en piso, dado que la estructura donde descansan los sistemas fotovoltaicos debe garantizar estabilidad y seguridad, por ello es necesario estudiar qué clase de soportes deben utilizarse según el tipo de suelo y tamaño de panel solar, así mismo conocer si el entorno puede deteriorar el sistema.


FS System™ Geological Survey

## FS System Geological Survey

With elevations in open areas using driven piles, it is indispensable to carry out surveys to determine the corresponding pile forces. The geological survey is the basis for the creation of the structural analysis of the foundation. In order to get the most exact picture of the situation on location, the following surveys are carried out by our specialists.

- **Inclined pull tests**
- **Horizontal pressure tests**
- **Creation of soil profiles**
- **Chemical analysis in a laboratory**

### Inclined Pull Tests

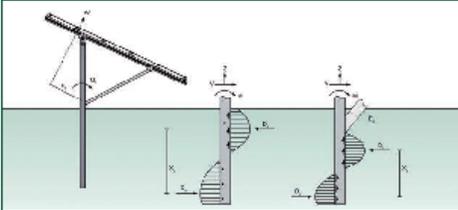
**Mechanical background of inclined pulling.**  
The basic idea of horizontal pull tests is the fact that the wind does not act in an isolated manner in vertical or horizontal direction, but impacts the module area almost vertically. Thus, a surface pressure is created from the application of the bending moment in the form of a pair of forces. In case of inclinations of more than 15°, the frictional resistance between the pile and the surrounding ground is usually higher than the jacket friction, which leads to a higher pull-out resistance.

In order to carry out the inclined pull tests, profiles are driven into the ground according to a pre-determined pattern. These profiles are used to determine the behaviour of the pile under the loads predetermined by our structural engineers. The load is applied with a safety factor of 1.3 of the design loads that were determined (regulated by standards).

For this purpose, the lifting and the deformation of the pile under steadily increased load is observed. In doing so, the tensile force is applied in the angle that corresponds to the load impact.

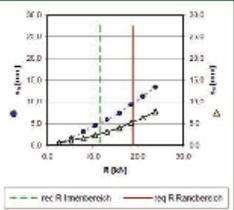
The pattern depends on the local conditions. If the soil is very homogeneous, a wider pile distance can be chosen, in inhomogeneous conditions, the pattern is reduced step by step. If very different results are observed, the site is subdivided in several sections and different anchoring depths are defined locally.





Profunden	t	R [kN]	s <sub>1</sub> [mm]	s <sub>2</sub> [mm]
	2.0	0.5	0.0	0.0
	5.0	1.8	1.1	1.1
	7.5	3.2	1.7	1.7
	10.0	4.9	2.4	2.4
	13.2	6.0	3.2	3.2
	15.0	7.5	4.0	4.0
	18.0	9.3	5.2	5.2
	21.1	11.3	6.4	6.4
	23.8	13.4	7.8	7.8

Ankerabstand	t [m]	25
Ankerhöhe	h <sub>0</sub> [m]	0.27
Pfostenlänge	l <sub>0</sub> [m]	2.50
Profundenabw.	l [m]	1.20



© Schletter Inc • 1001 Commerce Center Drive • Shelby, North Carolina 28150 • Tel: (888) 608 - 0234 • Fax: (704) 595 - 4210  
 mail@schletter.us • www.schletter.us

1 / 2

Figura 29. Características estudio Geológico parte 1.

50

### Horizontal Pressure Tests

This procedure serves for the determination of the bedding modulus (horizontal compressive strength) of the subsoil. With this test set-up, the profiles are pile driven into the ground and loaded with the test load (Safety factor 1.3 of the design loads that were determined).



### Creation of Soil Profiles

In order to gain detailed knowledge about the layer structure, the driven piles are pulled out again. After that, the soil structure of the multi-layer soil sample that was gained by pulling out the driven pile is determined. On the basis of this multi-layer soil sample gained by pile driving, an evaluation is carried out by our experienced geologists. Moreover, it is determined in this procedure which mechanical efforts will be required for the pile driving operations and the construction of the plant.



### Chemical examination

In the course of the chemical examination in the laboratory, the soil samples that were taken on the site are examined regarding steel corrosiveness in order to gain an impression the rusting behaviour in the long run. The evaluation of these samples takes at least 7 days, as solutions are applied on nutrient media. The evaluation of the results allows an exact conclusion regarding the expectable durability of the steel foundations in the ground (usually much longer than 50 years).

### Evaluation

The results of these examinations are compiled in a comprehensive report (German, English, Italian, French, or Spanish) and evaluated in a structural analysis (determination of the anchoring depth). A geological survey only gives an impression of the installation site. An evaluation can only be carried out by a specialized soil structural engineer. In order to get a testable evaluation, this structural engineer must be entitled to officially submit documents.

**These surveys are exclusively carried out by our specialists. Surveys from other sources cannot be used for the calculation of the structural analysis of the foundation.**

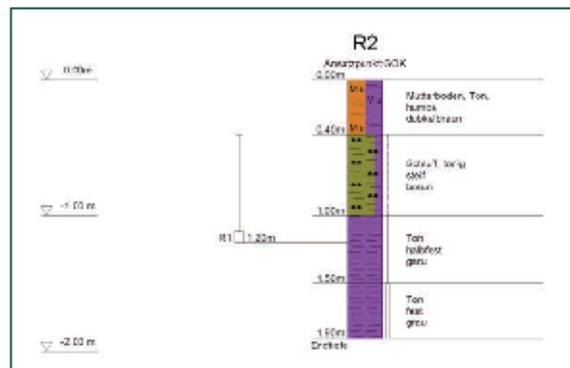


Figura 30. Características estudio Geológico parte 2.

En la figura 31 se presenta el plano de cómo está montado los módulos solares y los sistemas en que están divididos:

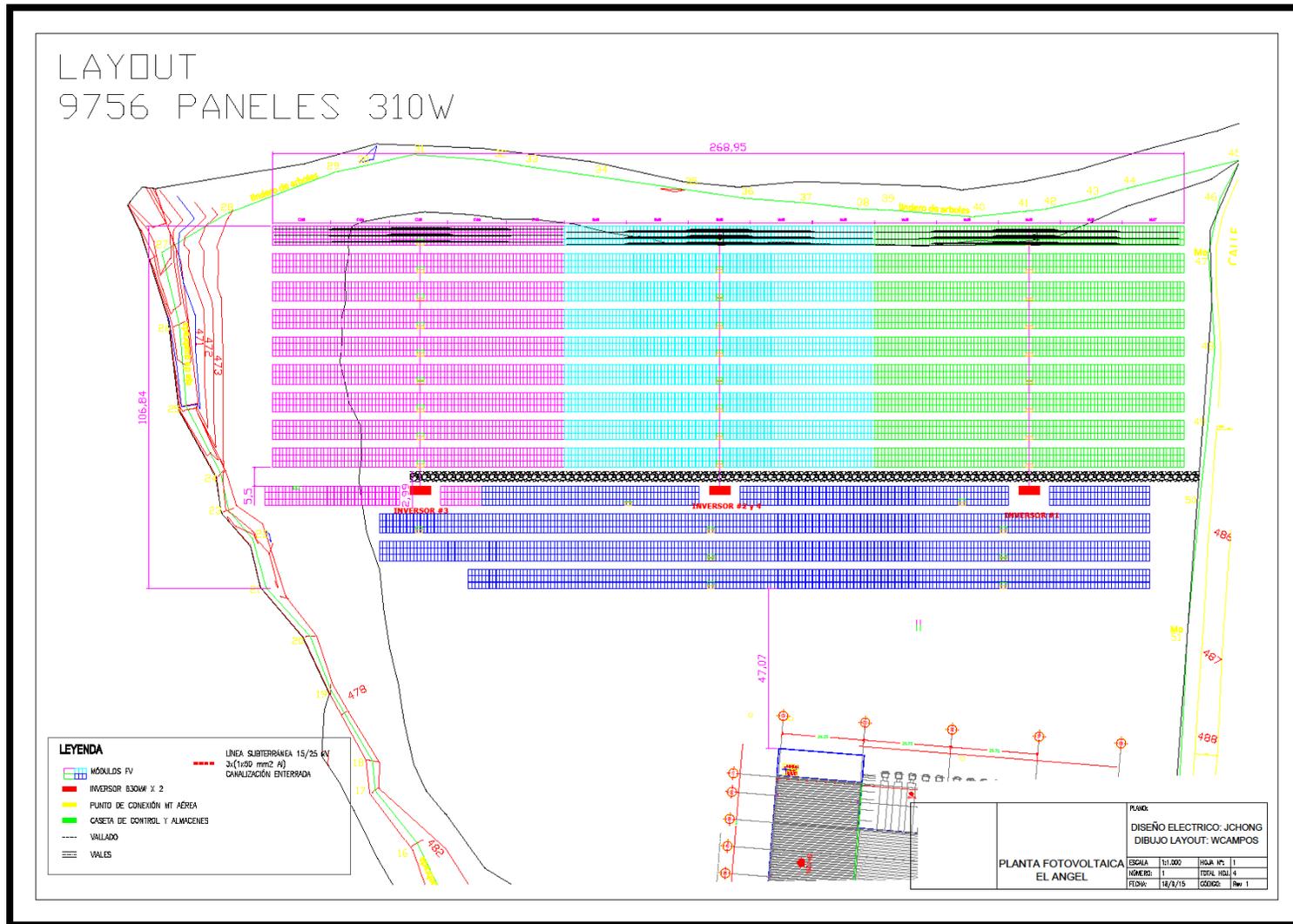


Figura 31. Plano Instalación - El Ángel Piso.

En la figura 32 se presenta el plano de cómo están separados un panel del otro:

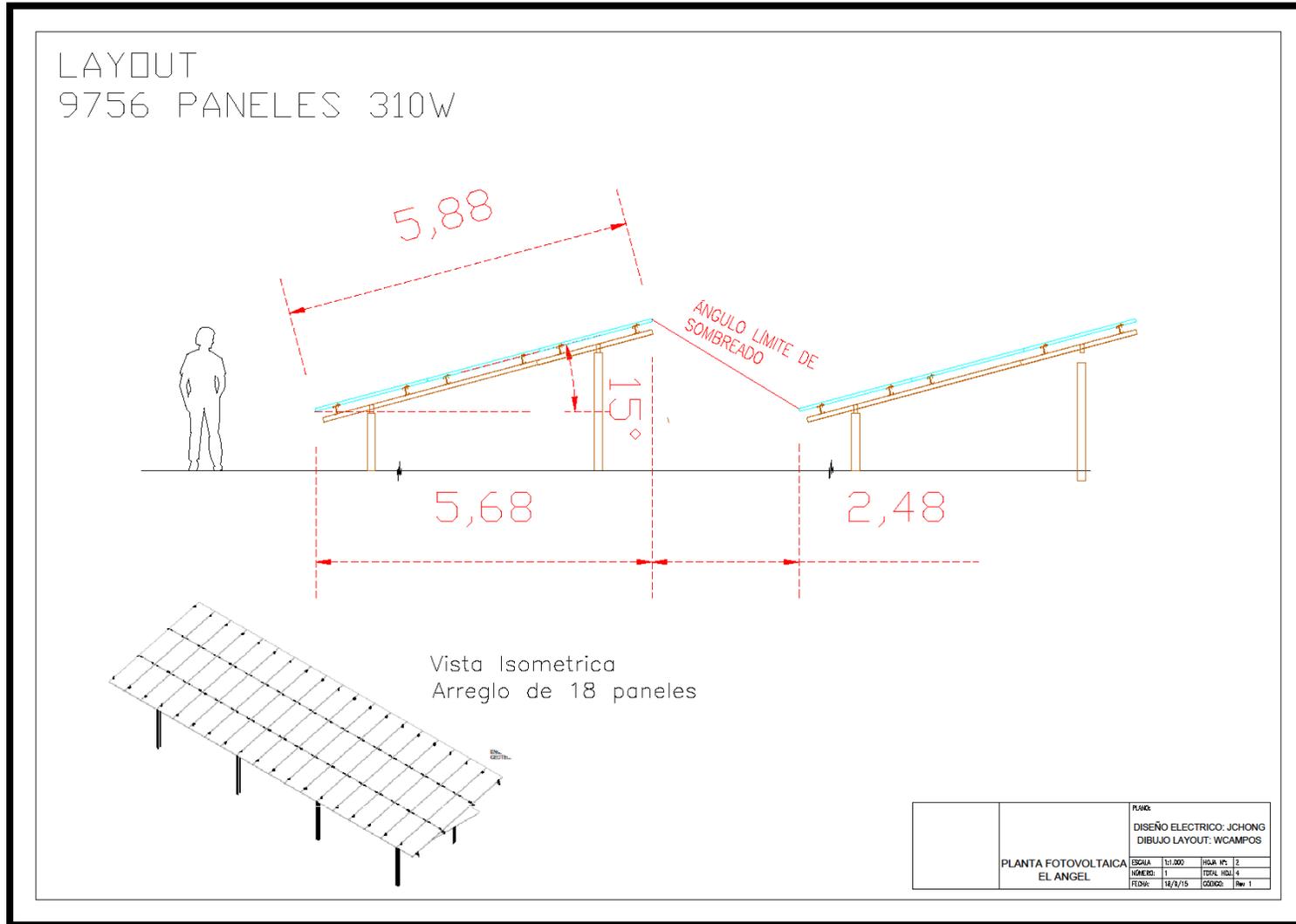


Figura 32. Distribución paneles fotovoltaicos en Piso.

En las figuras 33 y 34 presentan los diagramas unifilares de este sistema:

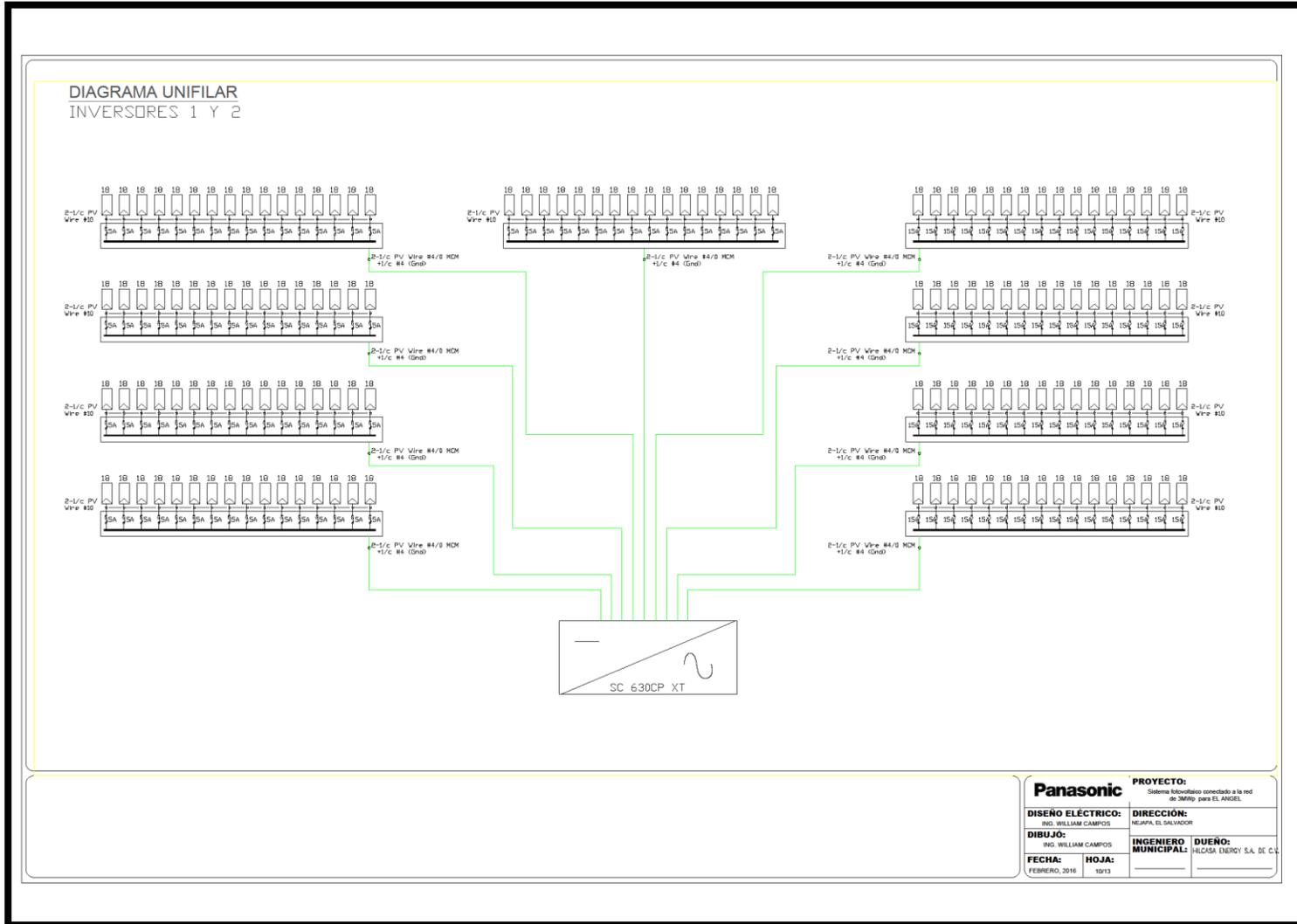


Figura 33. Diagrama Unifilar instalación Fotovoltaica en Piso (Inversores 1 y 2).

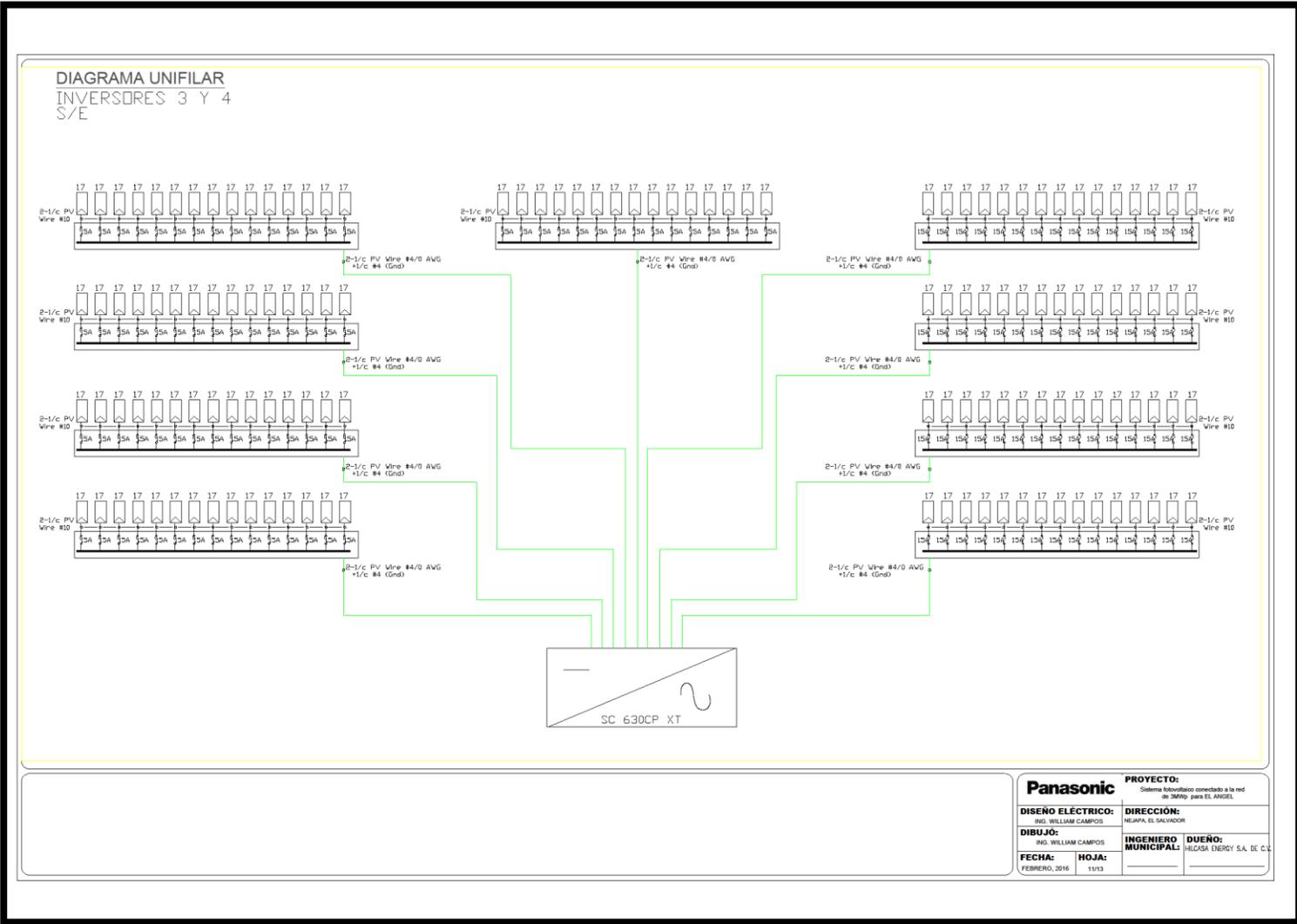


Figura 34. Diagrama Unifilar instalación Fotovoltaica en Piso (Inversores 3 y 4).



## CAPÍTULO 4

### DESARROLLO DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Para el desarrollo del programa de mantenimiento preventivo, se ha hecho uso de la metodología basada en la confiabilidad operacional cuya referencia es el modelo desarrollado por Carlos Parra y Adolfo Crespo conocida como MGM que es la abreviación del Modelo de Gestión de Mantenimiento.

Como se ha mencionado anteriormente, el uso de MGM ayudará a desarrollar un programa que permita mantener los equipos en óptimas condiciones ofreciendo niveles de confiabilidad lo suficientemente alto tal que los componentes no fallen y se reduzcan los mantenimientos correctivos. El modelo MGM se considera una herramienta importante en el desarrollo de este proyecto ya que las eficiencias de los sistemas fotovoltaicos son muy bajas (inferiores al 18%) y se deben incrementar para poder aprovechar al máximo la generación eléctrica.

Para desarrollar el modelo de gestión de mantenimiento (MGM) se deben seguir 8 pasos tal como se describe en la figura 35 hasta conseguir el producto o resultado final:

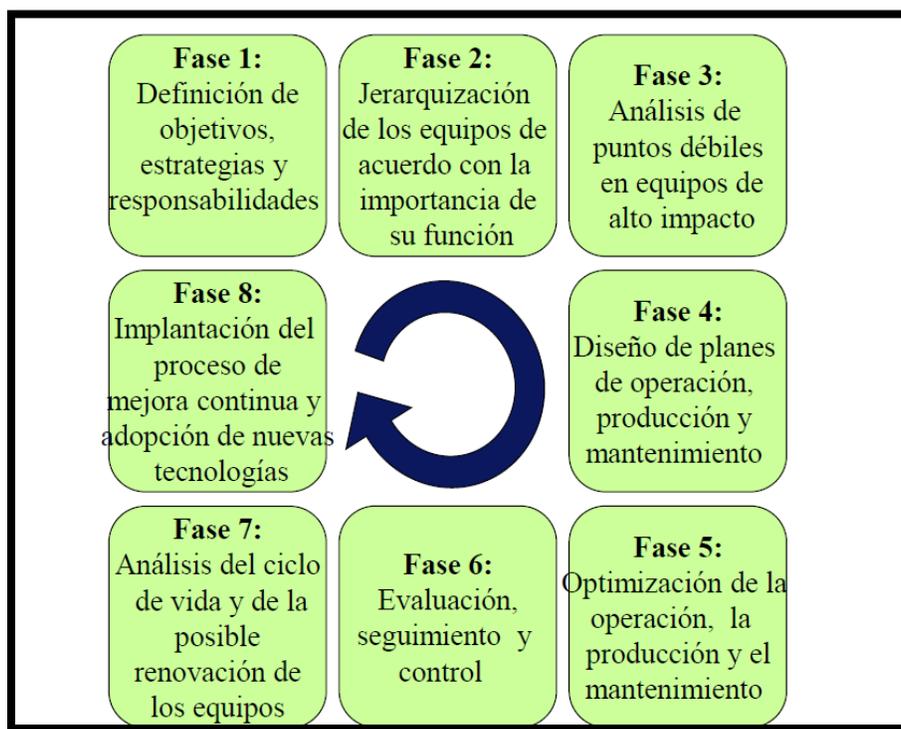


Figura 35. Fases para el desarrollo del Modelo de Gestión de Mantenimiento.

Para esta metodología se debe seguir una serie de 8 pasos:

- 1) Definición del producto: Se definen los objetivos, alcances y responsabilidades del proyecto, tal que todo vaya enfocado en la obtención del producto esperado.
- 2) Jerarquización de componentes de un sistema: a partir de la cual se debe identificar la criticidad de los elementos para definir la prioridad de atención en los equipos de estudio.
- 3) Análisis de Causa Raíz (RCA): este análisis se emplea para buscar el origen de las fallas permitiendo anticiparse a la falla y con ello lograr seguridad y confiabilidad.
- 4) Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM): tiene como finalidad desarrollar un programa de mantenimiento que garantice la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas anticipándose a la falla.
- 5) Indicadores de desempeño: una vez se ha desarrollado el producto, que en este caso es el programa de mantenimiento, se establece una serie de indicadores que miden la eficiencia del programa, con ello se busca determinar las fortalezas y debilidades del plan para mejorarlo.
- 6) Optimización de costos operativos-mantenimiento: se busca un punto de equilibrio, en el cual se minimice el impacto económico en los costos operativos de mantenimiento. Luego del estudio de los indicadores, se estudian las mejoras que pueden realizarse con el objetivo de optimizar los recursos.
- 7) Análisis de costo de ciclo de vida: Se analiza el costo proyectado con el programa de mantenimiento que se tiene tomando en cuenta el tiempo de vida útil esperado y así se puede estimar si los beneficios económicos serán los esperados o no.
- 8) Oportunidades de mejora: Dado que este es un proceso cíclico donde se busca la mejora en los procesos, este apartado tiene como finalidad desarrollar alternativas que ayuden al programa de mantenimiento a ser más confiable, seguro y eficiente con el paso del tiempo.

A continuación, se expone cada una de las fases desarrolladas y los resultados obtenidos de las mismas.

### **Fase 1. Definición del producto esperado**

Para iniciar con esta fase, se respondieron algunas interrogantes que han permitido identificar los elementos claves para el desarrollo del proyecto:

- ¿Qué áreas serán intervenidas en el plan de mantenimiento?

Paneles fotovoltaicos instalados en la Planta El Ángel, tanto los sistemas de piso como los de techo.

- ¿Quién será el responsable de la implementación del plan de mantenimiento?

El Gerente de Generación, junto con el personal del Departamento de Generación

- ¿Por qué debe ejecutarse este plan de mantenimiento?

Se busca mejorar la eficiencia de los conjuntos generadores a través de mantenimiento preventivo para mantenerlos en condiciones óptimas de operación y además reducir el mantenimiento correctivo.

- ¿Qué se espera de la ejecución del plan de mantenimiento?

Lograr establecer los componentes críticos, y a su vez garantizar que los equipos alcancen al menos la vida útil que garantizan los fabricantes.

- ¿Quiénes serán los responsables de ejecutar el plan de mantenimiento?

El personal del departamento de generación.

Luego de consultar con el personal a cargo de los sistemas de generación, se obtuvo la siguiente información adicional:

- Los paneles en estudio se encuentran en la nave que sirve para almacenamiento de materias primas de la Planta El Ángel.
- Actualmente no se cuenta con un programa de mantenimiento preventivo, sino que solamente se realizan tareas correctivas. Dado que la planta fotovoltaica lleva poco tiempo funcionando, todos sus componentes cuentan con garantía de fábrica y eso es lo que han aplicado hasta el momento.

- La capacidad instalada en el área de estudio es 5579.21 kWp repartidos en el área de techos y piso de los cuales un porcentaje bajo se emplea para consumo propio y el resto es inyectado a la red.
- No existe registro del costo de mantenimiento correctivo que se realiza al sistema fotovoltaico.
- No existe historial de los repuestos utilizados ya que se adquieren cuando se realizan las operaciones de mantenimiento y no se tienen en stock.
- La falla más frecuente se da en los inversores luego de la limpieza realizada a los módulos fotovoltaicos.

Con esta información recopilada, se plantearon los objetivos y alcance del plan de mantenimiento.

### **Objetivos:**

- Desarrollar el programa de mantenimiento preventivo del sistema fotovoltaico en el área de bodega de materia prima para garantizar el óptimo funcionamiento del sistema y al mismo tiempo minimizar los riesgos, sobre todo aquellos que pongan en peligro la integridad de los trabajadores de la empresa.
- Establecer los indicadores que permitan medir el desempeño del programa de mantenimiento.

### **Alcance:**

- Se trabajará únicamente en el sistema instalado en el área de bodegas de materia prima tanto el sistema montado en el techo como en el piso.
- El plan se limitará únicamente al mantenimiento del sistema fotovoltaico en sí y no incluye el sistema de transmisión empleado para inyectar a la red nacional.

## **Fase 2. Jerarquización de componentes de un sistema fotovoltaico**

Para iniciar con la jerarquización de equipos, fue necesario identificar cada uno de los elementos que componen el sistema fotovoltaico de estudio:

- Paneles o módulos solares.
- Inversores.
- Estructura.
- Conexiones eléctricas.



Figura 36. Tableros del sistema montado en techo.

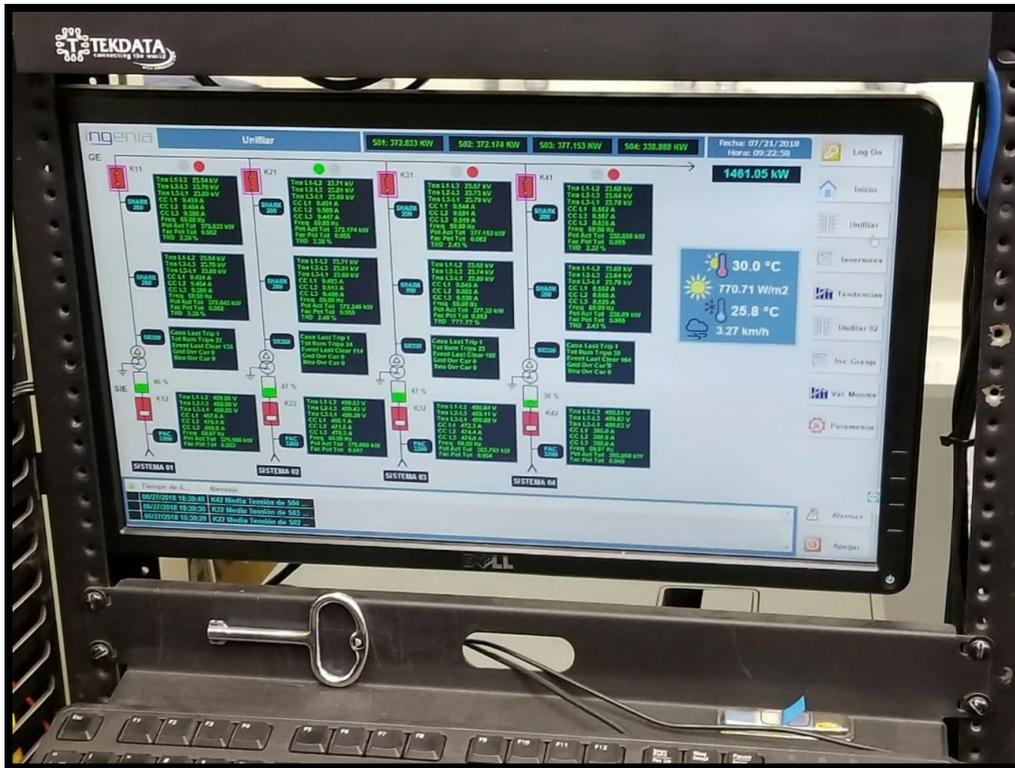


Figura 37. Panel de control de sistema montado en techo.



Figura 38. Vista de inversores de sistema montado en techo.



Figura 39. Cuarto de control de sistema montado en techo.

Con esta información se realizó el análisis de criticidad de equipos, utilizando como base el esquema mostrado en la figura 40:

**Ejemplo de un modelo básico de Análisis de Criticidad (CA):**

<b>F R E C U E N C I A</b>	<b>5</b>	<b>M</b>	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>MA</b>	<b>MA</b>
	<b>4</b>	<b>M</b>	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>MA</b>
	<b>3</b>	<b>B</b>	<b>M</b>	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>MA</b>
	<b>2</b>	<b>B</b>	<b>B</b>	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>MA</b>
	<b>1</b>	<b>B</b>	<b>B</b>	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>MA</b>
		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>

**B = Baja Criticidad**  
**M = Media Criticidad**  
**A = Alta Criticidad**  
**MA = Muy alta Criticidad**

**CONSECUENCIAS**

Figura 40. Esquema para análisis de criticidad.

Puede observarse que donde el eje donde se coloca la frecuencia de la avería de un componente cualquiera del sistema se evalúa con una puntuación de 1 a 5 donde 1 representa su aparición nula y 5 que su aparición es recurrente. En el caso de las consecuencias, se evalúa con 1 cuando el impacto generado por la avería no es grave, en cambio sí se califica con 5, quiere decir que el impacto es muy serio tal que puede llegar a causar accidentes y en el peor de los casos la muerte de alguno de los involucrado.

Por ello para cada elemento que forma parte del sistema fotovoltaico de El Ángel, se le realizó su respectivo análisis teniendo como resultado la información que se presenta en la tabla 2 a continuación.

DENOMINACIÓN	FRECUENCIA FALLAS	SHA	CA	IP-CM	CONSECUENCIAS	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Paneles solares	1	1	1	3	3	3	Baja Criticidad
Inversores	2	5	1	3	5	10	Alta Criticidad
Estructura	1	3	1	3	3	3	Baja Criticidad
Conexiones electricas	2	5	1	3	5	10	Alta Criticidad

Tabla 1. Análisis de criticidad para elementos del sistema fotovoltaico De la Planta El Ángel.

Para definir la criticidad de los componentes que forman el sistema fotovoltaico se presenta el criterio empleado por Carlos Parra en su modelo de confiabilidad (MGM). El criterio responde a una serie de preguntas a las cuales se les da una ponderación en función del impacto que tienen en cada una de las áreas de evaluación. Para el caso de las frecuencias de falla se tomó como base la información proporcionada por la empresa, mientras que en el apartado de seguridad-higiene y ambiente (SHA) se realizó una revisión del documento “Evaluación de los riesgos de incendio en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos” del Ministerio de Chile, en este se detallan algunos eventos no deseables que pueden ocurrir en las instalaciones.

Para el apartado de calidad (CA) se asignó el valor de 1 porque el producto generado es electricidad y su calidad no es afectada como otra clases de productos. Por último, el impacto de producción y costos de mantenimiento (IC-CM) se consideró el valor de 3 dado que el costo oscila entre los \$10,000- \$100,000 USD porque al fallar un sistema se requiere cambio de componentes, perdidas de generación, etc.

Al hacer el cálculo, la frecuencia de falla se multiplica con el valor de las consecuencias para obtener el valor de jerarquía y en base a eso se define la criticidad. Para calcular el valor de las consecuencias, se toma el valor más alto del impacto que tiene la SHA, CA y IC-CM.

### **Frecuencia de fallas**

- 1.- Excelente: menos de 1 evento al año.
- 2.- Bueno: entre 1 y 2 eventos al año.
- 3.- Promedio: entre 2 y 3 eventos al año.
- 4.- Pobre: entre 3 y 4 eventos al año.
- 5.- Muy pobre: más de 4 eventos al año.

### **Seguridad - Higiene -Ambiente (SHA)**

- 5.- Evento catastrófico: muerte y/o Alto impacto ambiental).
- 4.- Evento genera: lesión incapacitante y/o afectación sensible al ambiente.
- 3.- Evento genera: daños menores a la integridad física y/o afectación al ambiente controlable.
- 2.- Evento genera: alarma potencial en seguridad y/o incidente ambiental sin repercusión sobre la normativa legal vigente.
- 1.- No genera ningún impacto sobre la seguridad y el ambiente.

### **Calidad (CA)**

- 5.- Afectación en calidad (pérdida 75-100 %).
- 4.- Afectación en calidad (pérdida 50-75 %).
- 3.- Afectación en calidad (pérdida 25- 50%).
- 2.- Afectación en calidad (pérdida 0-25%).
- 1.- No genera ningún impacto en calidad.

### **Impacto en producción y costos de mantenimiento (IP-CM)**

- 5.- Costos superiores a \$1,000,000.
- 4.- Costos entre \$100,000 y \$1,000,000.
- 3.- Costos entre \$10,000 y \$100,000.
- 2.- Costos entre \$1,000 y \$10,000.
- 1.- Costos inferiores a \$1,000.

Como se puede observar, cada uno de los criterios mencionados posee una calificación que es la que se asigna a cada elemento y con la ayuda de una hoja de cálculo se obtuvieron los resultados presentados en la tabla 1.

De los resultados obtenidos se puede mencionar que las conexiones eléctricas e inversores son elementos de alta criticidad porque cualquier daño puede afectar el ambiente en que están funcionando y pueden causar un daño físico a la persona que manipula estos componentes o a las instalaciones (varios inversores pueden estar en un mismo espacio cerrado), además una falla en el inversor puede dañar varios string que dejan de inyectar electricidad. En el caso del panel solar, se consideró de baja criticidad ya que actualmente se realiza la limpieza de manera semanal durante la época seca y mensual durante el invierno y esto permite revisar el estado del módulo fotovoltaico regularmente.

### **Fase 3. Análisis de Causa Raíz (RCA)**

Luego de haber definido la criticidad de cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico, la siguiente fase consiste en realizar el análisis causa raíz (RCA). El objetivo de esta herramienta es llegar al origen del problema, ya que erróneamente se tiene la cultura que, si aparece un problema, se solventa a la brevedad posible pero no se indaga para conocer el verdadero motivo por el que ocurrió la falla y eso es lo que se persigue con el RCA.

Para desarrollar este punto, se han listado las diferentes fallas que puede presentar cada uno de los componentes del sistema y su posible causa raíz, los resultados de este análisis se presentan en la tabla 3:

Modos de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año (promedio)	Comentario sobre la frecuencia de fallas	TPPR horas (promedio)	Costo no producción \$/hora (promedio)	Costos mano de obra por falla \$/falla (promedio)	Riesgo \$/año (promedio)	#	Hipótesis A (alta probabilidad) B (media probabilidad) C (baja probabilidad)	Causas: físicas (F), humanas (H) y latentes (L)
Reducción en eficiencia de generación de sistema fotovoltaico (Por String sistema en piso)	1	Se redujo la eficiencia del 15% al 12%.	20	\$ 0.14	\$ 200.00	\$ 202.80	A	Reducción de área efectiva de captación de radiación.	Físicas
							B	Poca separación entre paneles fotovoltaico	Latente
							C	Degradación de laminado.	Físicas
Deterioro de estructura que sostiene el panel solar para sistemas en piso (Por String sistema en piso)	1	Se afloja la tornillería del soporte.	20	\$ 0.71	\$ 200.00	\$ 214.20	A	Daño de tornillería debido al medio ambiente húmedo en que se encuentra.	Físicas
Sobre corriente de inversor (Referencia inversor 3 y 4 sistema en piso)	1	Protección falló	10	\$ 102.67	\$ 100.00	\$ 1126.70	A	Fallo de fusibles	Físicas
Sobre calentamiento de inversor (Referencia inversor 3 y 4 sistema en piso)	1	Se sobrecalentó y se disparó.	10	\$ 102.67	\$ 100.00	\$ 1126.70	A	Ventilador deteriorado.	Físicas
							B	Mala protección en el medio externo.	Latente
							C	Interior de inversor se encuentra sucio.	Físicas
Daño en tarjeta de adquisición de datos (Referencia inversor 3 y 4 sistema en piso)	1	Se quemó tarjeta al ponerse a funcionar.	15	\$ 102.67	\$ 150.00	\$ 1690.03	A	Fallo de protecciones.	Físicas
							C	Tarjeta de mala calidad.	Latente
							B	Mala instalación de tarjeta.	Humanas
							C	Tarjeta dañada al momento de instalarse.	Latente

Modos de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año (promedio)	Comentario sobre la frecuencia de fallas	TPPR horas (promedio)	Costo no producción \$/hora (promedio)	Costos mano de obra por falla \$/falla (promedio)	Riesgo \$/año (promedio)	#	Hipótesis A (alta probabilidad) B (media probabilidad) C (baja probabilidad)	Causas: físicas (F), humanas (H) y latentes (L)
Daño de tarjeta de control de inversor (Referencia inversor 3 y 4 sistema en piso)	1	Se quemó tarjeta al ponerse a funcionar.	15	\$ 102.67	\$ 150.00	\$ 1690.03	A	Fallo de protecciones.	Físicas
							C	Tarjeta de mala calidad.	Latente
							B	Mala instalación de tarjeta.	Humanas
							C	Tarjeta dañada al momento de instalarse.	Latente
Funcionamiento erróneo por mala parametrización (Referencia inversor 3 y 4 sistema en piso)	1	Funcionamiento erróneo de software.	15	\$ 102.67	\$ 150.00	\$ 1690.03	A	Mala instalación de software.	Latente
							B	Mal uso del software por parte del técnico.	Humanas
No arranca el inversor (Referencia inversor 3 y 4 sistema en piso)	1	Luego de apagarse, no quiere volver a encender.	15	\$ 102.67	\$ 150.00	\$ 1690.03	A	Fusibles internos de inversor dañados.	Físicas
							A	Contactores dañados CA o DC.	Físicas
							B	Mal manejo por parte del técnico.	Humanas
							C	Protecciones externas no son las apropiadas o carece de ellas.	Latente
Daño en el cableado eléctrico (Por String sistema en piso)	1	Sobrecalentamiento del cableado eléctrico.	15	\$ 0.71	\$ 150.00	\$ 160.65	A	Calibre de cable inferior al requerido.	Humanas
							A	Sobrecorriente durante la generación de electricidad.	Físicas
							C	Cable cortado aparentemente por un roedor.	Físicas

Tabla 2. Análisis RCA para sistema fotovoltaico de estudio.

Para comprender la tabla 3, es necesario aclarar los siguientes puntos:

- *Modo de falla:* Hace referencia al tipo de fallas que pueden presentarse. Dado que no se cuenta con un historial de fallas detallado, fue necesario investigar y tomar como base las fallas más comunes que pueden ocurrir, en general, en este tipo de sistemas, esto permitirá definir las acciones preventivas con las cuales se minimizarían las fallas.
- *Frecuencia de fallas:* para efectos académicos, se ha tomado que todas las fallas ocurren una vez al año, aunque pudiesen ocurrir 2 o 3 veces más. Este indicador se deberá actualizar con el paso del tiempo y a medida los responsables tengan data suficiente para actualizar este valor y repetir nuevamente esta evaluación.
- *Comentario sobre falla:* descripción de lo que puede ocurrir si no se lleva a cabo un monitoreo del sistema fotovoltaico.
- *TPPR:* tiempo promedio de reparación, indicador que mide únicamente tiempo de paro de máquina.
- *Costo no producción:* es el monto que pierde la empresa al no generar electricidad. No se considera el costo de personal inoperante ya que actualmente la planta no posee personal de mantenimiento destinado al mantenimiento del sistema, sino que cuando aparece la falla, ellos intervienen. Según la Siget, el costo promedio actual de generación es de \$135.09/Mwh<sup>3</sup> de acuerdo con la última revisión tarifaria.
- *Costo de mano de obra:* Es el costo del trabajo efectuado por el personal durante las tareas del mantenimiento correctivo. Para el ejercicio se asume que la mano de obra cuesta alrededor de \$10.00 la hora<sup>4</sup> y esto incluye a dos personas para la actividad, ya sea 2 operativos o un operativo y un supervisor.
- *Riesgo por año:* es el monto mínimo que se esperaría gastar durante una falla.

---

<sup>3</sup> Análisis hecho con pliego tarifario del 15/07/18 al 14/10/18 de la Siget  
<https://www.siget.gob.sv/temas/electricidad/documentos/tarifas-de-electricidad/>.

<sup>4</sup> Corresponde al precio unitario de mano de obra de empresa que trabaja en una de las empresas donde labora uno de los integrantes de este proyecto de graduación.

- Tipo de probabilidad: son las diferentes hipótesis y se valoran en función de la que es más probable que ocurra al sistema.
- Tipo de falla: existen fallas humanas que es error de la persona, físicas que corresponde a una falla ocasionada por el entorno y latente que es una falla que ocurre por una mala gestión o indicación por parte del fabricante o proveedor.

Actualmente, los eventos correctivos son cubiertos por garantía lo cual hace imposible determinar costos de mano de obra y repuestos y da la ilusión de que los costos de mantenimiento correctivo no impactan en los ingresos de la empresa, sin embargo, es necesario evaluar los costos de repuestos, consumos de electricidad de la red nacional y otros costos ocultos, para ello se debe tener un sistema de seguimiento que permita controlar los costos reales de mantenimiento correctivo.

Por último, antes de pasar al siguiente apartado, es importante aclarar que la recomendación válida para solventar cada uno de estos problemas es la implementación de un plan de mantenimiento que permita garantizar la máxima confiabilidad, especialmente porque esta clase de sistemas no son de alta eficiencia a diferencia de un sistema termoeléctrico o hidroeléctrico. Por ello es responsabilidad del departamento de generación dar seguimiento al desarrollo y ejecución de un programa de mantenimiento preventivo.

#### **Fase 4. Mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)**

El mantenimiento centrado en la confiabilidad consiste en desarrollar un programa de mantenimiento preventivo y predictivo que garantice la máxima confiabilidad operacional posible, y para comprenderlo mejor, el modelo dice que, si un equipo tiene una frecuencia de falla trimestral y es de alta criticidad, lo mejor es reducir el período de mantenimiento a dos meses y con ello se reduce la posibilidad de falla. Este mismo principio se empleará para el sistema fotovoltaico de estudio tomando como base la criticidad presentada en la tabla 2.

Para el desarrollo de este punto se partirá de las siguientes consideraciones:

- El programa de mantenimiento preventivo se ha desarrollado en función de las recomendaciones que se hacen en las fuentes bibliográficas.

- Para los equipos de máxima criticidad, el período para la ejecución de mantenimiento se ha reducido entre un 50% y 70% respecto a lo recomendado, en el caso de media criticidad se ha reducido el tiempo entre un 30% y 50% y para los sistemas de baja criticidad se ha mantenido el tiempo recomendado, ya que en la planta fotovoltaica de estudio se carece de un historial de mantenimiento.
- No se ha considerado el costo de cada una de las tareas de mantenimiento para este punto, pero si se ha considerado una aproximación en el apartado #7.

En la tabla 4 se presentan las diferentes tareas que se recomienda ejecutar para tener la máxima confiabilidad operacional del sistema fotovoltaico tanto en piso como en techo y con ello mantener la eficiencia del sistema.

Las tareas presentadas son las mínimas necesarias para tener una alta confiabilidad operativa por lo que se puede indagar en tareas más complejas a medida se desarrolle el plan propuesto.

Es importante agregar que en la actualidad como tarea preventiva únicamente se ejecuta la limpieza de los paneles o módulos fotovoltaicos y dicha tarea se realiza 1 vez a la semana durante la época seca y 1 vez al mes durante la época lluviosa, ya que el entorno donde se ubican los sistemas de estudio, son vulnerables a ensuciarse con frecuencia. Antes de finalizar con este apartado, se presenta la propuesta de cronograma de actividades de mantenimiento preventivo, con el objetivo de facilitar al usuario la calendarización de las diferentes tareas como se observa en la tabla 5.

<b>Programa de mantenimiento preventivo de sistemas fotovoltaicos</b>			
<b>Componente</b>	<b>Frecuencia recomendada</b>	<b>Tarea de mantenimiento a desarrollar</b>	<b>Frecuencia según RCM</b>
Módulos de panel solar	Bimensual	Limpieza de la superficie de los paneles (semanal en época seca y mensual en época lluviosa)	Según la época del año
	Trimestral	Revisión del entorno para evitar que existan objetos que produzcan sombras por posibles puntos calientes (hot spots)	Bimensual
	Trimestral	Revisión de laminado de módulo por degradación, deslaminado o rotura	Bimensual
	Semestral	Revisión de cajas conexiones eléctricas, contactos y diodos de bypass	Bimensual
	Trimestral	Revisión de niveles de humedad del módulo	Bimensual
	Anual	Revisión de dispositivos de protección eléctrica	Semestral
Inversor	Trimestral	Revisión del área de ubicación del inversor para evitar suciedad o invasión de pequeños animales al interior del mismo	Mensual
	Trimestral	Revisión del ventilador del sistema de enfriamiento	Mensual
	Trimestral	Limpieza de filtros del sistema de enfriamiento	Mensual
	Trimestral	Revisión de protecciones eléctricas	Mensual
	Diario	Monitoreo de armónicos	Diario
	Semanal	Monitoreo de eficiencia	Semanal
	Anual	Revisión de tarjetas electrónicas	Semestral
	Anual	Revisión de actualización de software de operación	Semestral
Estructura de montaje en piso o techo	Anual	Revisión de tornillería de estructura	Anual
	Anual	Revisión de estado de estructura (no existencia de corrosión o rotura)	Anual
Instrumentos de medición	Anual	Calibración de instrumentos para medir temperatura	Anual
Conexiones eléctricas auxiliares	Anual	Revisión del estado del cableado	Semestral
	Anual	Revisión de los contactos eléctricos	Semestral
	Anual	Revisión de protecciones eléctricas	Semestral

Tabla 3. Mantenimiento para sistema fotovoltaico de estudio (RCM).

Cronograma de actividades de mantenimiento preventivo													
Componente	Tarea de mantenimiento a desarrollar	Ene.	Feb.	Mar.	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Módulos de panel solar	Limpieza de la superficie de los paneles. (semanal en época seca y mensual en época lluviosa)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Revisión del entorno para evitar que existan objetos que produzcan sombras por posibles puntos calientes (hot spots)		X		X		X		X		X		X
	Revisión de laminado de módulo por degradación, deslaminado o rotura		X		X		X		X		X		X
	Revisión de cajas conexiones eléctricas, contactos y diodos de bypass		X		X		X		X		X		X
	Revisión de niveles de humedad del módulo		X		X		X		X		X		X
Inversor	Revisión de dispositivos de protección eléctrica						X						X
	Revisión del área de ubicación del inversor para evitar suciedad o invasión de pequeños animales al interior del mismo	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Revisión del ventilador del sistema de enfriamiento	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Limpieza de filtros del sistema de enfriamiento.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Revisión de protecciones eléctricas	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Monitoreo de armónicos	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	Monitoreo de eficiencia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Estructura de montaje en piso o techo	Revisión de actualización de software de operación						X						X
	Revisión de tornillería de estructura						X						
Instrumentos de medición	Revisión de estado de estructura (no existencia de corrosión o rotura)							X					
Conexiones eléctricas auxiliares	Calibración de instrumentos para medir temperatura.							X					
	Revisión del estado del cableado.			X						X			
	Revisión de los contactos eléctricos.			X						X			
	Revisión de protecciones eléctricas			X						X			

Tabla 4. Cronograma de actividades de mantenimiento preventivo.

Para garantizar que el programa de mantenimiento optimice los costos, es necesario desarrollar indicadores como se verán en la fase 5, ya que estos medirán su desempeño y permitirán hacer un análisis tal que darán la pauta para decidir si se alargan o acortan tareas de mantenimiento preventivo en función de minimizar el impacto que traigan consigo las fallas y por ende incrementen los costos reduciendo los beneficios esperados.

### **Fase 5. Indicadores de desempeño**

Para poder evaluar la eficacia y efectividad del programa de mantenimiento, se ha desarrollado una serie de indicadores que sirven como herramienta para poder decir si la propuesta es o no efectiva ya que no existe una base de comparación, el primer año servirá para medir resultados y el segundo ya se podrá tener una mejor apreciación de los mismos, aunque también se podría comparar el primer con el segundo semestre, sin embargo, será más significativo comparar el primer año con el segundo. Algunos indicadores que resultan de mucha utilidad para esta fase son los siguientes:

- **Mantenibilidad:** permite medir el tiempo que se tarda en reestablecer una máquina que ha fallado. Se mide desde el momento del fallo hasta que entró a funcionar correctamente.
- **Disponibilidad:** mide el tiempo efectivo de producción de un sistema, es decir del 100% de tiempo disponible para producir, cuanto es lo que realmente se aprovecha.
- **Confiabilidad:** mide la probabilidad de fallo de un sistema durante un período de tiempo específico. Se traduce en el número de fallas que pueden aparecer durante un proceso dado.
- **Eficiencia del sistema:** mide la eficiencia productiva de un sistema en función de su disponibilidad, rendimiento y calidad. El rendimiento se mide en función de la capacidad real de producción y capacidad teórica, mientras que la calidad se mide según el número de productos rechazados versus el producto total generado.
- **Indicadores económicos:** éstos miden el costo que se tiene por fallas en el sistema tales como mantenimiento correctivo y costo de no producir.

Las ventajas del empleo de estos indicadores es que permite visualizar los puntos que se deben atacar para que el sistema sea eficiente y permita el ahorro a través de la reducción de costos que actualmente son desconocidos.

En la tabla 6 se presenta un resumen de los indicadores mencionados anteriormente con la finalidad de poder medir el impacto que tendrá el proyecto en el futuro.

Indicadores para medir el desempeño del sistema fotovoltaico		
Punto a medir	Indicador	Comentarios
Disponibilidad	$D = \text{Horas de producción efectivas} / \text{Horas de producción disponibles}$ (Disponibilidad)	Medirá que tanto se aprovechan las horas disponibles con luz solar por lo que el denominador será variable a lo largo del año.
Confiabilidad	TPO (Tiempo promedio de fallo)	Es el tiempo promedio que un equipo opera hasta fallar. Para el sistema, se buscará que sea el más amplio posible y a partir de las mediciones hechas se podrá fijar el plan de mantenimiento con la garantía que no fallará el equipo.
	$FF = 1 / TPO$ (Frecuencia de falla)	La frecuencia de falla sirve para medir que tan recurrente se presenta una falla en el sistema.
	$F(t) = 1 - [\exp(-X)t]$ (Probabilidad de falla)	Este indicador mide la probabilidad que aparezca una falla en el sistema. Idealmente se busca que sea lo más bajo posible para garantizar que el sistema tenga una alta confiabilidad operacional.
Mantenibilidad	TPFS (tiempo promedio fuera de servicio)	El tiempo promedio fuera de servicio realizará un estimado del tiempo inoperante del sistema. Es importante que sea el más bajo posible para evitar que afecte la disponibilidad del sistema.
	TPPR (tiempo promedio para la reparación)	El tiempo promedio para la reparación es un indicador muy importante ya que para una falla recurrente se puede predecir el tiempo que tomará solventar la avería y con ello se podrá priorizar algunas tareas de mantenimiento buscando no afectar la disponibilidad del sistema.
Costo por falla	$CF = FF * TPFS * \text{Costo de penalización o no producido}$ (Costo de indisponibilidad por falla)	El costo por falla debe servir para medir cuánto cuesta a la empresa una avería y con ello buscar mecanismos para minimizarlo.

Tabla 5. Indicadores para medición de desempeño de sistema fotovoltaico.

Básicamente estos indicadores, permitirán la mejora continua en el programa de mantenimiento desarrollado, ya que, al no existir un registro histórico en la actualidad, se dificulta medir y hacer una comparación de resultados, de modo que los indicadores ayudarán a hacer más eficiente y

eficaz el mantenimiento preventivo, además que revelarán puntos de mejora a medida que pase el tiempo y la empresa esté acostumbrada a esa metodología de trabajo.

Para emplearlos de tal manera que los resultados sean los esperados, se deberán definir los porcentajes de costos de mantenimiento esperados para la parte preventiva y correctiva, así se podrá buscar reducir los costos del mantenimiento correctivo manteniendo la parte preventiva y en función de los resultados obtenidos, se buscará alargar las tareas de mantenimiento para reducir también los costos de la parte preventiva.

### **Fase 6. Optimización de costos operativos-mantenimiento.**

La fase de optimización consiste en desarrollar una combinación de procesos operativos y mantenimiento de tal manera que el proceso sea más eficiente desde el punto de vista económico, debido a qué puede suceder que, en busca de una confiabilidad operacional alta, se caiga en gastos innecesarios en tareas de mantenimiento.

Por ello es importante que, con la ayuda de los indicadores, se pueda buscar el punto de equilibrio entre mantenimiento y producción tal que el costo de mantenimiento sea el más bajo posible manteniendo la máxima confiabilidad operacional a este mínimo costo.

Para el sistema fotovoltaico de estudio se deberá medir el costo durante el período de un año para identificar el comportamiento de cada componente y con ello definir si es necesario o no mantener las frecuencias determinadas en el plan de mantenimiento sin afectar la confiabilidad deseada en el sistema, esto lo llevará a cabo el responsable de la ejecución del plan.

También es importante hacer mención de algunas observaciones hechas por el responsable de la planta generadora, y es que la mayor parte de las fallas se da en las conexiones luego de la limpieza de los módulos solares y en los inversores; estos son los puntos más críticos que se identificaron durante la visita efectuada a las instalaciones.

## **Fase 7. Análisis de costo de ciclo de vida.**

Para esta fase del proyecto, se consideran los siguientes elementos que permitirán proyectar el beneficio del sistema al final de su vida útil aprovechándolo al máximo:

- Tiempo de vida útil: para los módulos solares, el tiempo de vida promedio de un sistema policristalino es de 25 años mientras que los inversores son de 10 años.
- Costo de energía: actualmente el costo por MWh producido, se comercializa en \$125.47 <sup>5</sup> según la información compartida por los encargados de la planta de estudio.
- Costo de mantenimiento preventivo: para fines académicos, se asume que representa un 20% de la inversión inicial en el costo anual.
- Costo de mantenimiento correctivo: Para fines académicos, se asume que representa un 10% de la inversión inicial en el costo anual.
- Brillo solar: se asume que el brillo solar es de 7 horas al día en promedio según la información suministrada por la empresa de estudio. De acuerdo con el artículo consultado de la UCA y el gobierno de El Salvador (Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”(UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN), 2005) el valor promedio es de 7.3 por lo que 7 es un valor adecuado para el caso de estudio.

Para el caso del sistema montado en techo, se presenta un resumen en la tabla 6. En esta tabla se puede observar la proyección del ahorro por generar energía para consumo propio y los beneficios que le trae a la empresa vender el excedente.

La información empleada para calcular los valores de la tabla 6 corresponde a la propuesta económica presentada por el proveedor a la empresa de estudio, razón por la cual y con fines académicos se ha utilizado para presentar los beneficios que trae la inversión en sistemas fotovoltaicos.

---

<sup>5</sup> Información compartida por Empresa Textil y su proyecto El Angel, en octubre de 2018.

<b>Sistema montado en techo 2554.85 kWp</b>		
<b>Datos de costos</b>		<b>Anual</b>
Costo de inversión inicial de módulos fotovoltaicos: \$/vida útil 25 años	\$ 2,184,396.75	\$ 87,375.87
Costo de inversión inicial de inversor: \$/vida útil 10 años.	\$ 242,710.75	\$ 24,271.08
Costo de mantenimiento preventivo y operación: \$/año	\$ 48,542.15	\$ 48,542.15
Costo de mantenimiento correctivo: \$/año	\$ 24,271.08	\$ 24,271.08
<b>CTA (Costo total anualizado)</b>		<b>\$ 184,460.17</b>
Ingreso promedio por energía generada: \$/año	\$ 125.47	\$ 655,218.57
<b>Beneficio bruto anual entre consumo y venta</b>		<b>\$ 470,758.40</b>

Tabla 6. Costo de ciclo de vida para sistema montado en techo.

De la tabla 6 se observa que el costo de inversión se recupera en poco más de 5 años (5.2 para ser exactos) ya que se estima que el 80% de lo que produce se inyecta a la red; dado que los costos de mantenimiento correctivo y preventivo son estimados, una vez que esté implementado el programa, éstos deberán actualizarse para obtener un análisis más representativo. En cuanto al costo por Watt instalado se tomó el valor de \$0.95 para el sistema en techo de acuerdo con la información proporcionada por el personal de El Ángel.

Para el caso del sistema en piso, el costo por Watt instalado es de \$1.05, procediendo con el mismo análisis realizado a los sistemas en techo, se obtuvo lo siguiente:

<b>Sistema montado en techo 3024.36 kWp</b>		
<b>Datos de costos</b>		<b>Anual</b>
Costo de inversión inicial de módulos fotovoltaicos: \$/vida útil 25 años	\$ 2,858,020.20	\$ 114,320.81
Costo de inversión inicial de inversor: \$/vida útil 10 años.	\$ 317,557.80	\$ 31,755.78
Costo de mantenimiento preventivo y operación: \$/año	\$ 63,511.56	\$ 63,511.56
Costo de mantenimiento correctivo: \$/año	\$ 31,755.78	\$ 31,755.78
<b>CTA (Costo total anualizado)</b>		<b>\$ 241,343.93</b>
Ingreso promedio por energía generada: \$/año	\$ 125.47	\$ 775,629.42
<b>Beneficio bruto anual entre consumo y venta</b>		<b>\$ 534,285.49</b>

Tabla 7. Costo de ciclo de vida para sistema montado en piso.

De igual forma que en el caso anterior, se ha estimado que el período de retorno de la inversión es aproximadamente de 6 años, dado que se estima que un 80% de lo producido, se inyecta a la red..

Para ambos sistemas la inversión se recupera en 5 años para el sistema en techo y 6 para el sistema en piso, siempre y cuando los equipos se encuentren operando en óptimas condiciones y asumiendo que inversores alcanzan su vida útil de 10 años, de modo que el sistema de generación en estudio puede ser muy rentable, en la medida se le brinde el mantenimiento adecuado.

### **Fase 8. Oportunidades de mejora**

El modelo de Carlos Parra y Crespo busca oportunidades de mejora a los servicios de mantenimiento correctivo y preventivo. La experiencia sugiere que es necesario anticiparse a las fallas para lograr minimizar riesgos y costos. Esto es la base de lo que se denomina mantenimiento preventivo, además, es importante determinar el impacto que tendrá el programa a través de mediciones periódicas que permitan crear indicadores de desempeño y un correcto monitoreo.

En la tabla 9 se presenta una propuesta de inspección para cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico, en las filas se establece la parte del módulo a inspeccionar, mientras que en las columnas la herramienta o el método de inspección a utilizar.

La frecuencia con que se llevará a cabo cada una de las actividades, se ha establecido en función de las fallas que ocurren durante el período de estudio de la implementación del plan de mantenimiento.

Otro factor importante que se incluye dentro de las mejoras es la seguridad de las operaciones de mantenimiento, por esto debe reforzarse la seguridad en las actividades limpieza de los paneles en el techo, ya que se observa que no hay puntos de anclajes para las personas que ejecutan las tareas y minimizar el riesgo de que ocurra un incendio en cualquiera de los sistemas fotovoltaicos tanto en el techo como en el piso.

Como se habrá notado, este proceso es cíclico ya que siempre se debe buscar la mejora continua de los procesos, en este caso del mantenimiento preventivo, el cual buscará con el paso del tiempo optimizar los recursos para su desarrollo sin dejar de lado la confiabilidad operativa del sistema.

Sistema	Factores que estudiar/Tarea a desarrollar	Inspección Visual	Multitester	Medición de Corriente de Operación	Medición de puesta a tierra	Medición de resistencia de aislamiento	Curva característica	Termografía	Análisis de datos del inversor	Análisis de la red CA	Análisis funcional
Modulo FV	Ensuciamiento y sombras	X		X			X	X	(X)		(X)
	Delaminación	X									
	Diodos bypass		X	X			X	X	X	X	X
	Contactos/conexiones	X		X			X	X	X	X	X
	Humedad	X				X					
	Rotura de vidrio	X		(X)		X	X	X	X		X
	Puntos Calientes	X		X			X	X			X
	Degradación			X			X	X	X	X	X
Inversor	Eficiencia							X			X
	Ajustamiento MPPT(SPMP)								X		X
	Armónicos									X	
	Apagados Incorrectos								X	X	
	Falla en la red (mal suministro)								X	X	
Instalaciones	Fusible defectuoso	X	X	X			X	X	X	X	X
	Diodo de string defectuoso		X	X			X	X	X	X	X
	Cortocircuito	X	X			X	X	X	X	X	X
	Protección de sobretensión defectuosa	X	X								
	Cable defectuoso(rotura/corrosión)			X			X	X	X	X	X
	Aislamiento defectuoso, falla a tierra	X	X			X					
	Conexiones defectuosas	X	X	X			X	X	X	X	X
	Resistencia a tierra elevada		X		X						

Tabla 8. Mantenimiento predictivo de sistemas fotovoltaicos.

## CONCLUSIONES

- La metodología empleada para el desarrollo del programa de mantenimiento preventivo busca una mejora continua de los procesos, por esa razón es importante que una vez la empresa haya implementado el plan, garantice los medios para dar seguimiento al mantenimiento de los equipos y con ello hacer más confiable el sistema.
- Los indicadores desarrollados en este trabajo servirán para fijar metas, las cuales la empresa deberá ir revisando anualmente con el objetivo de reducir costos e incrementar utilidades.
- Con el desarrollo del programa de mantenimiento preventivo se tendrá mayor control de los equipos debido a que los mantenimientos correctivos serán menores a los que presentan actualmente.
- El programa de mantenimiento preventivo está enfocado en la reducción de fallas para la optimización de la producción de energía eléctrica, con ello se busca que la disponibilidad del equipo se mantenga por encima del 90%, al mismo tiempo el programa ofrece la posibilidad de buscar oportunidades de mejora a través de modificaciones en las rutinas lo que puede permitir encontrar el equilibrio entre costos y beneficios, además este programa está diseñado para cualquier aplicación en techo y piso (soportes fijos).



## RECOMENDACIONES

- Es importante desarrollar una política de mantenimiento preventivo para garantizar que los equipos de los sistemas fotovoltaicos se aprovechen al máximo su vida útil.
- Los inversores deben mantenerse debidamente protegidos, ya que las fallas en estos elementos pueden ocasionar pérdidas mayores debido a que ellos reúnen grupos de strings que a su vez tienen familias de paneles conectados.
- Es importante el uso de indicadores como los que se desarrollaron en el trabajo, porque con ello se evaluará y definirá la rutina óptima y eficiente de mantenimiento preventivo tal que los costos sean bajos y los beneficios mayores.
- Para el desarrollo del montaje en piso de los paneles solares, es importante desarrollar un estudio de suelo, ya que debe existir simetría y orden al momento de instalarse, ya que el terreno tiene irregularidades y los postes de los soportes no siempre serán del mismo tamaño, ya que podría quedar un panel tapando a otro y si hay sombra, podría dañarse el panel.
- Es importante contar con herramientas para medir la temperatura de la superficie del panel, ya que con un debido monitoreo se evitará que se dañe el laminado.
- Durante la limpieza de los paneles montados en techo, es importante revisar que las conexiones eléctricas estén debidamente protegidas para evitar que estas se dañen.
- Al contar con un análisis RCM de los sistemas fotovoltaicos se recomienda integrar las criticidades, rutinas de mantenimiento y frecuencias en un software de mantenimiento que permita llevar el seguimiento de todos los cambios efectuados en los planes actuales y además integrar fácilmente indicadores.
- Durante el desarrollo de un proyecto de ampliación o instalación de cero de un sistema fotovoltaico, es importante considerar desde el inicio el costo de mantenimiento preventivo centrado en la confiabilidad, ya que ello garantizará el aprovechamiento de los equipos durante toda su vida útil y esto también permitirá al dueño del proyecto visualizar los beneficios que le traerá a la empresa al final del período de uso.

- Es importante proteger los equipos que componen el sistema fotovoltaico contra incendios, ya que estos son vulnerables a esta clase de siniestros, para ello es necesario efectuar un análisis del entorno de trabajo, identificar los puntos vulnerables y crear un plan de mitigación.

## FUENTES DE CONSULTA

*Área y Tecnología*. (12 de Noviembre de 2018). Obtenido de Área y Tecnología: <http://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

*Astronomía en Chile*. (26 de Junio de 2018). Obtenido de Astronomía en Chile: <http://www.astronomiaenchile.cl/index.php/astronomia/sol-tierra-y-luna/que-es-un-ano>

Auto Solar, E. d. (7 de Julio de 2018). *Auto Solar, Energía del Perú*. Obtenido de Auto Solar, Energía del Perú: <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>

Fields, S. (26 de Junio de 2018). *Sun Fields*. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>

Habitissimo. (30 de Octubre de 2018). *Habitissimo*. Obtenido de Habitissimo: <https://proyectos.habitissimo.es/proyecto/caracteristicas-de-las-cajas-de-conexion#1>

Hernández, P. J. (26 de Junio de 2018). *Arquitectura y diseño*. Obtenido de <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>

Ministerio de Energía de Chile con apoyo de gobierno alemán. (2015). Evaluación de los riesgos de incendios en plantas fotovoltaicas y elaboración de planes de seguridad que minimicen los riesgos.

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”(UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN). (2005). Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador. Cap 4 página 13.

Renovable, E. (7 de Julio de 2018). *Energía Renovable*. Obtenido de Energía Renovable: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>

Renovable, R. (7 de Julio de 2018). *Recurso Renovable*. Obtenido de Recurso Renovable:  
<https://www.recursorenovable.com/equipamiento/post/ver/modulo-fotovoltaico-gcl-p6-60-265wp>

*Sapera Aude*. (26 de Junio de 2018). Obtenido de <http://ginerccss.blogspot.com/2013/11/la-red-de-coordenadas.html>

Solar, W. (31 de Octubre de 2018). *Webo Solar*. Obtenido de Webo Solar:  
<https://webosolar.com/foro/controlador-carga-mppt-punto-maxima-potencia/>

Villalobos, J. A. (26 de Junio de 2018). *Astronomía 10 grados norte*. Obtenido de  
<http://astronomia10norte.blogspot.com/2018/04/determinar-el-momento-del-sol-cenital.html>